

15 *21/10/81*



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**PROCEDIMIENTO SEMI-AUTOMATICO PARA EL CALCULO
DE GEOPRESIONES Y GRADIENTES DE FRACTURA**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

NESTOR MARTINEZ ROMERO



MEXICO, D. F.

1981



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA

FACULTAD DE INGENIERIA
EXAMENES PROFESIONALES
60-1-115

Al Pasante señor NESTOR MARTINEZ ROMERO
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud relativa, me es grato transcribir a usted a continuación el tema que aprobado por esta Dirección propuso el Prof. M. en I. Raúl León Ventura, para que lo desarrolle como tesis en su Examen Profesional de INGENIERO PETROLERO.

"PROCEDIMIENTO SEMI-AUTOMATICO PARA EL CALCULO
DE GEOPRESIONES Y GRADIENTES DE FRACTURA"

Resumen

- I.- Introducción
- II.- Conceptos fundamentales
- III.- Estudio de presiones anormales
- IV.- Estudio de gradientes de fractura
- V.- Desarrollo del procedimiento automático de cálculo.
- VI.- Conclusiones
- VII.- Apéndices
- VIII.- Nomenclatura
- IX.- Bibliografía

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento de lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así como de la disposición de la Dirección General de Servicios Escolares en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., a 27 de abril de 1981
EL DIRECTOR

Ing. Javier Jiménez Espinosa

JJE' MRU' mdb.

I N D I C E

	Pág.
RESUMEN	1
CAPITULO I.- INTRODUCCION	3
CAPITULO II.- CONCEPTOS FUNDAMENTALES	6
II.1. Generalidades	6
II.2. Origen de las Presiones Anormales	14
CAPITULO III.- ESTUDIO DE LAS PRESIONES ANORMALES	31
III.1. Detección	31
III.1.1. Métodos aplicables antes de la perforación.	31
III.1.2. Métodos aplicables durante la perforación.	35
III.1.3. Métodos aplicables después de la perforación.	55
III.1.4. Consideraciones para la graficación.	78
III.1.5. Distribución de fuidos.	82
III.2. Evaluación	86
III.2.1. Método de Hottman y Johnson.	87
III.2.2. Método de Eaton.	92
III.2.3. Método de Foster y Whalen.	98
III.2.4. Método de profundidades equivalentes.	108
III.2.5. Método del exponente "d _c ".	112

	Pág.
CAPITULO IV.- ESTUDIO DE GRADIENTES DE FRACTURA	120
IV.1. Medición Directa	122
IV.2. Medición Indirecta	129
IV.2.1. Método de Hubbert y Willis.	129
IV.2.2. Método de Matthews y Kelly.	136
IV.2.3. Método de Eaton.	141
IV.2.4. Aplicación práctica de resultados.	147
CAPITULO V.- DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO AUTOMÁTICO DE CALCULO	151
V.1. Gradiente de la Presión de Formación	151
V.2. Gradiente de la Presión de Fractura	162
V.3. Representación Bidimensional de Resultados	166
CAPITULO VI.- CONCLUSIONES	201
CAPITULO VII.- APENDICES	204
CAPITULO VIII.- NOMENCLATURA	222
CAPITULO IX.- BIBLIOGRAFIA	229

como los de Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton para la
predicción de los gradientes de presión de formación de las
R E S U M E N
formaciones.

Con el empleo de este procedimiento se evita

El conocimiento de la distribución de presión y temperatura en el subsuelo es de gran importancia para decisiones ingenieriles en zonas de exploración y explotación de hidrocarburos, ya que estos parámetros guardan una relación muy estrecha con la distribución de fluidos en el subsuelo.

El presente desarrollo de estudio

Durante las últimas décadas se han desarrollado varios métodos para estimar los gradientes de presión de formación y de fractura, los cuales han tenido gran aceptación en la industria petrolera. En este trabajo se describen los más importantes, comenzando por apuntar las definiciones básicas manejadas y las teorías más conocidas que tratan de explicar el origen de las formaciones sobrepresionadas.

Se desarrolla un procedimiento de cálculo semi-automático que integra los métodos de Hottman-Johnson, Eaton, Foster-Whalen y profundidades equivalentes, útiles en la estimación de los gradientes de presión de formación; así

como los de Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton para la -
predicción de los gradientes de presión de fractura de las -
formaciones.

Con el empleo de este procedimiento se evita
el trabajo tedioso involucrado en cada una de las técnicas,
así como las posibilidades de error en el manejo de la infor-
mación, aumentándose considerablemente la confiabilidad en -
los resultados obtenidos para la toma de decisiones en las -
operaciones efectuadas en pozos petroleros.

El paquete de cómputo desarrollado arroja re-
sultados tabulados y en forma gráfica de gran utilidad para
una rápida interpretación. Con el fin de ilustrar su aplica-
bilidad se presenta un ejemplo y se hace una comparación de
resultados obtenidos.

CAPITULO I

presión de fractura en las formaciones, junto al de presión de formación, juega un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación, ya que constituye la base fundamental para la óptima programación de los trabajos de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías.

Las formaciones con presiones anormalmente altas son encontradas en un amplio rango de tiempo geológico, desde la era Cenozoica (pleistoceno) hasta muy antiguas como la era Paleozoica (cámbrico). Estas zonas pueden localizarse desde unos cuantos cientos de metros de la superficie hasta profundidades que exceden los 5000 metros y en localidades muy diversas alrededor del mundo, tanto en zonas continentales como costa afuera.

La detección y evaluación de las zonas sobre presionadas es de vital importancia para el éxito de algunas operaciones dentro de la Industria Petrolera, tales como las involucradas en exploración, perforación y terminación de pozos. Las experiencias adquiridas indican que existe una relación evidente de la distribución de aceite y gas con las presiones y temperaturas existentes en el subsuelo, por lo que un mejor conocimiento de estos parámetros es de gran interés en el desarrollo de las prácticas de exploración.

El conocimiento aproximado del gradiente de presión de fractura en las formaciones, junto al de presión de formación, juega un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación, ya que constituye la base fundamental para la óptima programación de lodos de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Con apropiados programas de perforación se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras y se aumenta al máximo el ritmo de penetración.

Las propiedades de los estratos lutíticos han sido utilizadas para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones, debido a sus características y a que además, constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras.

El problema de las presiones anormales ha sido estudiado con gran interés y se han desarrollado técnicas de apoyo para su detección y evaluación. Gráficas semi-logarítmicas de resistividad, conductividad, tiempo de tránsito, porosidad, factor de formación y densidad contra la profundidad muestran tendencias típicas cuando se tienen condiciones normales de compactación, ésto es, presiones hidrostáticas o normales en las formaciones, en tanto que en zonas

sobrepresionadas los valores de los parámetros graficados -
divergen de la tendencia normal. El grado de divergencia es
una respuesta directamente proporcional a la magnitud de la
sobrepresión y es la base de los métodos de cuantificación .
Comportamientos semejantes a las formaciones anormalmente --
presionadas pueden resultar por causas ajenas a la presión, --
por lo que es de gran importancia correlacionar todos los re-
sultados para emitir conclusiones satisfactorias.

En áreas de zonas con presiones anormales es
de gran importancia la predicción de los gradientes de frac-
tura, debido a que en estas zonas, la densidad de lodo debe
elegirse cuidadosamente para mantener el control en el pozo,
ya que los valores de la presión de formación están muy cer-
canos a los de fractura.

El objetivo de este trabajo es presentar un
procedimiento de cálculo automatizado para lograr rápida y -
eficientemente la estimación de los gradientes de presión de
formación y de fractura. Para el cálculo de estos gradien--
tes, el procedimiento integra diversos métodos que proporcio-
nan una gran confiabilidad en los resultados.

CAPITULO II

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

En el presente capítulo se hace una breve --

descripción de las principales teorías que tratan de explicar el origen de las presiones anormales en las formaciones del subsuelo, estableciéndose primeramente, todas las definiciones y los conceptos básicos necesarios para un mejor entendimiento de ellas, así como de temas subsecuentes tratados en este trabajo.

II.1. GENERALIDADES.

Presión Hidrostática.

La presión hidrostática es causada por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Las dimensiones de anchura de la columna no tienen efecto alguno sobre la magnitud de la presión.

La presión hidrostática es igual al producto de la densidad promedio del fluido y la profundidad de la columna:

-- de una columna de fluido $p = \rho g D$ (II.1)

80000 ppm de NaCl a una temperatura de 25°C.

Para usos prácticos de esta ecuación en la -

industria petrolera se puede expresar:

presión de sobrecarga.

$p = c \rho g D$ (II.2)

Esta presión es la original por el peso de

- a sí como se calcula y se calcula **dependiendo de las unidades empleadas**

se puede tomar los siguientes valores:

los fluidos en los espacios porosos. Matemáticamente, la pre-

sión de sobrecarga se expresa como:

TABLA II.1.- VALORES DE LA CONSTANTE c PARA DIFERENTES UNIDADES.

p	c	ρg	D
psi	0.052	lb/gal	ft
kg/cm ²	0.100	g/cm ³	m
psi	1.421	g/cm ³	m
lb/ft ²	204.630	g/cm ³	m
psi	0.00695	lb/ft ³	ft

La presión hidrostática es afectada por la - concentración de sólidos, por los gases disueltos y por la - diferencia de los gradientes de temperatura presentes en la - columna de fluido. Por ejemplo, un gradiente de presión de

(I.II) $0.1074 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ corresponde a una salinidad de agua de --
 80000 ppm de NaCl a una temperatura de 25°C.

Para usos prácticos de esta ecuación en la

industria petrolera se puede expresar:

Presión de Sobrecarga.

(II.3)

$$p = \rho g D$$

Esta presión es la originada por el peso de las rocas sobreyacentes al punto de interés y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos en los espacios porosos. Matemáticamente, la presión de sobrecarga se expresa como:

PARA VALORES DE LA CONSTANTE DE LA DENSIDAD PARA UNIDADES

$$S = \text{peso de la matriz rocosa} + \text{peso del fluido intersticial}$$

D	$S = (1 - \phi) \rho_r g D + \phi \rho_f g D$	D	(II.3)
m	1000	1000	
m	1000	1000	

La presión de sobrecarga se incrementa uniformemente con la profundidad; un gradiente promedio es $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, correspondiente a una densidad media del sistema roca-fluido igual a 2.31 g/cm^3 . El gradiente de sobrecarga puede variar de un lugar a otro y siempre que sea posible debe calcularse para cada zona en especial. El procedimiento para calcular la presión de sobrecarga consiste en leer datos del registro de densidad a varias profundidades y suponer que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades de lectura; entonces para encontrar la densi--

dad promedio entre las dos, basta con calcular un promedio aritmético. A partir de estos cálculos se encuentra el gradiente de sobrecarga realizando el cociente entre la presión y su correspondiente profundidad.

Presión de Formación.

Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación; se le conoce también en la literatura como presión de poro y puede ser:

Presión Normal.- En términos generales es la presión hidrostática ejercida por una columna de agua (80 000 ppm de NaCl) desde la superficie hasta la profundidad de la formación en estudio.

Presión Anormal.- Por definición, es la caracterizada por apartarse de la tendencia normal, de este modo se pueden tener presiones anormalmente bajas y altas, siendo estas últimas las que se presentan con más frecuencia.

En los estratos con presión normal la matriz rocosa soporta el peso de los materiales sólidos (granos) de los estratos sobreyacentes y cualquier reducción en el esfuerzo soportado por la roca, origina que los fluidos dentro de

los poros soporten parte de este peso, teniendo como resulta-
do un aumento de presión en ellos. Esta condición es la que
se tiene presente en zonas con presión anormalmente alta.

En su correspondiente profundidad.

En este trabajo, al mencionar presión anor-
mal, se refiere a una zona con presión mayor que la normal.

También se habla de lo mismo cuando se menciona: zona bajo-
compactada, sobrepresionada o geopresionada. La sobrepresión
en una formación bajocompactada es la diferencia entre su
presión real y la presión normal de la zona.

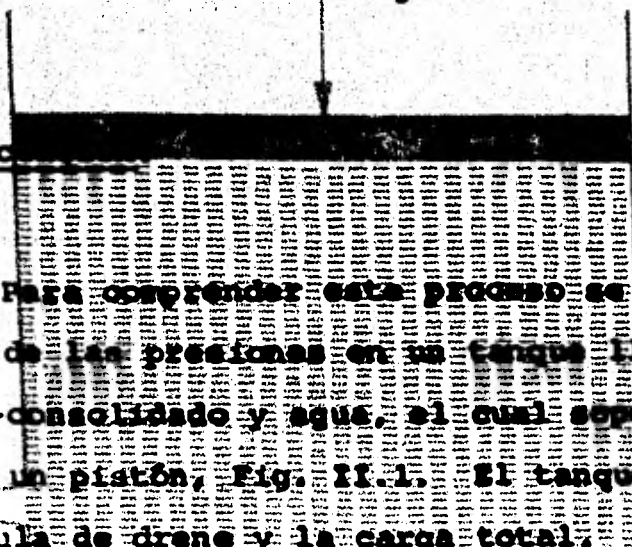
Presión de Fractura.

Es la fuerza por unidad de área necesaria pa-
ra vencer la presión de formación y la resistencia de la
roca.

El grado de resistencia que ofrece una forma-
ción a su fracturamiento depende de la solidez o cohesión de
la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida.
Las formaciones superficiales únicamente ofrecen la
resistencia originada por la cohesión de la roca, pero a me-
dida que aumenta la profundidad se añaden a la anterior los
esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones.
La primera, rara vez asciende a más de unas decenas de kilo-

gramos por centímetro cuadrado y se ha observado, en la práctica, que la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga.

Proceso de Compac



Para comprender este proceso se puede realizar el análisis de las presiones en un tanque lleno con material de roca no-consolidado y agua, el cual soporta una carga aplicada por un pistón, Fig. II.1. El tanque está equipado con una válvula de drenaje y la carga total, F , es soportada simultáneamente por el fluido y el material rocoso. Un balance de fuerzas en sentido vertical se representa como:

$$F = A\sigma + Ap_f \quad (II.4)$$

Si se aplica presión estando la válvula cerrada, la carga ejercida por el pistón es soportada totalmente por el fluido, aumentando su presión. Esto se debe a que el agua es menos compresible que la roca no consolidada.

Por tanto: $F = Ap_f = AS \quad (II.5)$

$$p = S \quad y \quad \sigma = 0$$

granos por centímetro cuadrado y se ha observado, en la prác-
 tica, que la roca generalmente se rompe a presiones inferior-
 tes a la presión teórica de sobrecarga.

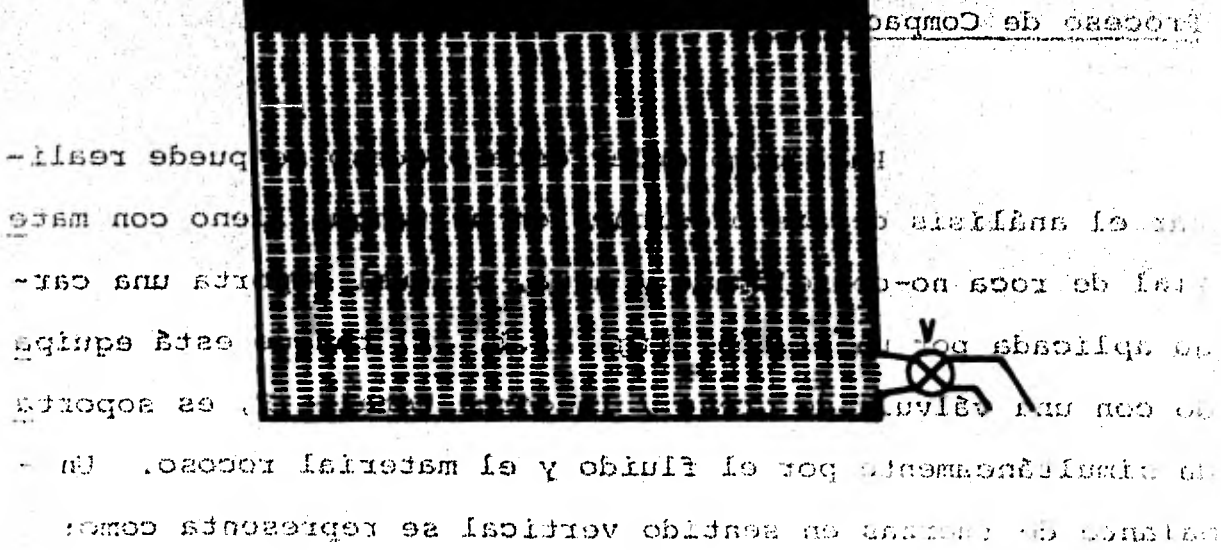


FIG. II. I. REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL PROCESO DE COMPACTACION REPRODUCIDO EN UN TANQUE .

Si la válvula se abre, se drena un cierto vo-
 lumen de agua y a medida que éste sucede desciende el pistón,
 compactando el material rocoso no-consolidado. De esta mane-
 ra, la presión soportada por los granos aumenta al ir dismi-
 nuyendo la presión del fluido, hasta que toda la carga es
 soportada únicamente por los granos de roca. El material ro-
 coso no sufre una compactación posterior, a menos que aumen-

te la carga ejercida por el pistón. En los procesos de compactación sedimentaria, la carga ejercida por la roca y los fluidos en los espacios intersticiales, es análogo a la carga aplicada por el pistón en el experimento indicado.

La comparación de la ecuación (II.4) con la

Con el propósito de comprender los esfuerzos existentes en zonas geopresionadas se presentan las siguientes expresiones matemáticas. A partir de las ecuaciones (II.3) y (II.4) se obtiene la presión soportada por el material rocoso de la siguiente manera:

$$(II.5) \quad \sigma = S - p_f = \left[(1 - \phi) \rho_R g + \phi \rho_f g \right] D - p_f \quad (II.6)$$

poniendo la ecuación (II.3) de la siguiente forma:

$$S = \left[(1 - \phi) \rho_R g + \phi \rho_f g \right] D - p_f + p_f \quad (II.7)$$

Considerando que existe una presión anormal, la presión del fluido puede expresarse de la siguiente manera:

$$p_{fa} = p_H + p_{ex} \quad (II.8)$$

Sustituyendo la ecuación (II.8) en (II.7) se tiene:

$$S = \left[(1 - \phi) \rho_R g + \phi \rho_f g \right] D - p_H - p_{ex} + p_f \quad (II.9)$$

utilizando la definición de presión hidrostática, la carga ejercida por la roca y la presión sedimentaria, la carga ejercida por la roca y la presión sedimentaria, la carga ejercida por la roca y la presión sedimentaria.

$$\sigma = \left[(1 - \theta) \rho_R g + \theta \rho_f g \right] D - p_{ex} \quad (II.10)$$

de aplicada por el pistón en el experimento indicado.

La comparación de la ecuación (II.4) con la ecuación (II.10), muestra que la suma de los dos primeros términos es igual a la presión soportada por la roca. Cuando se tienen condiciones anormales, la presión soportada por la roca puede calcularse con las ecuaciones:

$$\sigma = \left[(1 - \theta) \rho_R g - (1 - \theta) \rho_f g \right] D - p_{ex} \quad (II.11)$$

$$\sigma = \left[(1 - \theta) \rho_R g + \theta \rho_f g \right] D - p_{fa} \quad (II.12)$$

Donde:

$$\rho_f g = \text{término de flotación.} \quad (II.11)$$

Ambas ecuaciones dan la misma respuesta y muestran cómo la densidad de la sobrecarga es corregida por efectos de flotación, según el principio de Arquímedes.

II.2. ORIGEN DE LAS PRESIONES ANORMALES.

Varios factores pueden ser los causantes de las presiones anormales en las formaciones; pero casi siem--

En todas las zonas estudiadas prevalece una combinación de éstos. Entre los más importantes se incluyen los siguientes:

- 1.- Un Nivel Piezométrico de Fluido
- 2.- Las Características del Sistema Roca-Fluidos.

3.- Ritmo de Sedimentación y Ambiente de Depósito.

4.- Actividad Tectónica.

5.- Fenómenos de Diagénesis.

6.- Represionamiento o Recarga.

7.- Fenómenos Dinámicos y de Filtración.

8.- Efectos Termodinámicos.

1.- Nivel Piezométrico de Fluido.

Cuando una capa porosa y permeable, aflora y está confinada por estratos impermeables, como se muestra en la Fig. II.2, el fluido alcanza un mayor nivel piezométrico-regional. Este nivel puede ser un parámetro causante de geo

presión, la cual se manifiesta al perforar un pozo artesiano. En estos sistemas las sobrepresiones resultantes van de pequeñas a moderadas; sin embargo, algunas veces llegan a ser considerables, tales como las encontradas en la cuenca del norte de Dakota en Estados Unidos.

2.- Las Características del Sistema Roca-Fluidos.

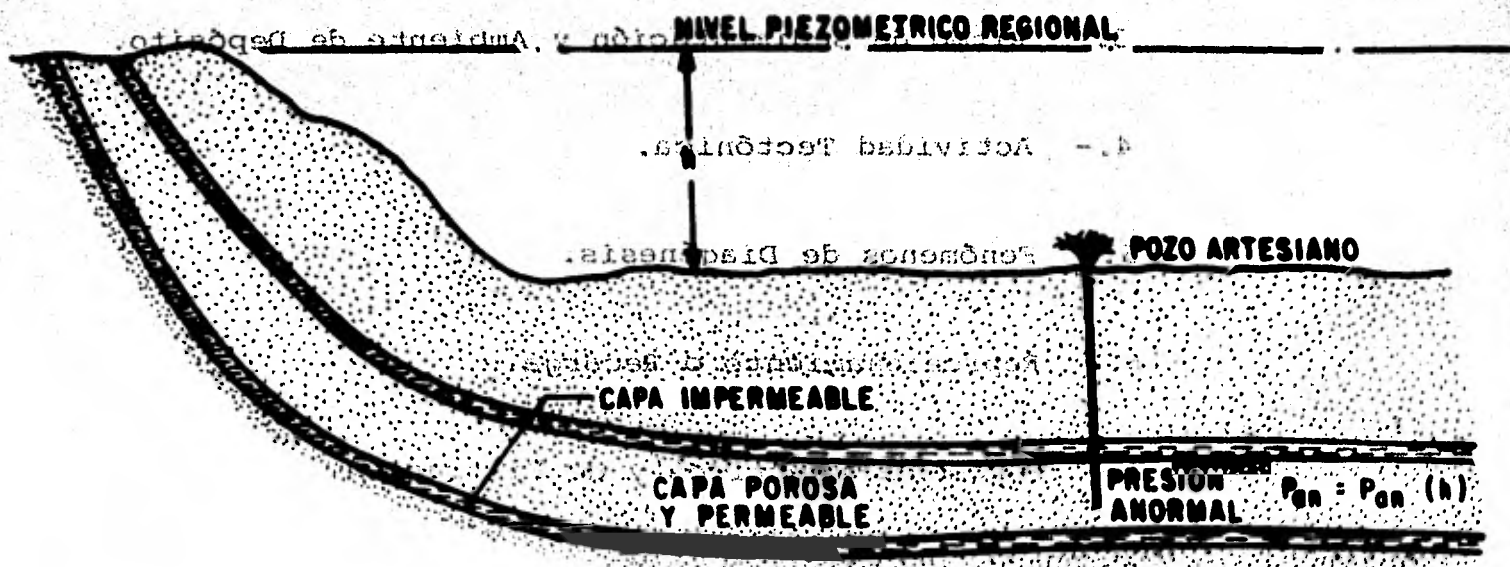


Fig. II. 2.- PRESION ANORMAL ORIGINADA POR UN NIVEL PIEZOMETRICO REGIONAL DEL FLUIDO.

2.- Las Características del Sistema Roca-Fluidos.

En yacimientos cerrados, tales como formaciones lenticulares, formaciones con grandes buzamientos y anticlinales, las sobrepresiones pueden ser generadas si una acu

mulación de fluidos de baja densidad, tales como aceite y gas, desplazan el agua de la formación. La acumulación de hidrocarburos tiene un incremento de energía cercano al efecto de flotación del agua desplazada. La energía es más grande en la parte más somera de la columna y disminuye hasta encontrarse en equilibrio con el agua de la formación en el nivel libre de ésta. La sobrepresión generada depende del contraste entre las densidades de los hidrocarburos y del agua desplazada, así como de la altura de la columna de los primeros. El gradiente de presión promedio de una columna de gas es 0.068 psi/ft, por lo cual, la sobrepresión en la cima de una columna de gas y agua (Fig. II.3) puede ser estimada de la siguiente manera:

$$\Delta p_{hc} = (p_w/D - p_g/D) h \quad (II.13)$$

donde h es la altura de la columna de gas.

Por tanto, la presión en la cima del gas, p_{hc} , se obtiene sumando la presión en el contacto con la sobrepresión calculada con la ecuación anterior:

$$p_{hc} = \lambda_f (D + h) + (\lambda_w - \lambda_{hc}) h \quad (II.14)$$

Si el agua en el contacto tiene una presión normal, p_f , la presión en la cima de una columna de gas de

- y aceites como tales, tales como acetos y
- **500 ft. es aproximadamente 200 psi más grande que la normal**
- hidrocarburos tiene un incremento de densidad de **para esa profundidad**
- de la formación del agua desplazada. La energía es más gran
- **El mismo mecanismo se aplica a la acumulación**
- **de aceite. Un promedio del gradiente de presión ejercido**
- nivel libre de agua. La sobrepresión generada depende del.

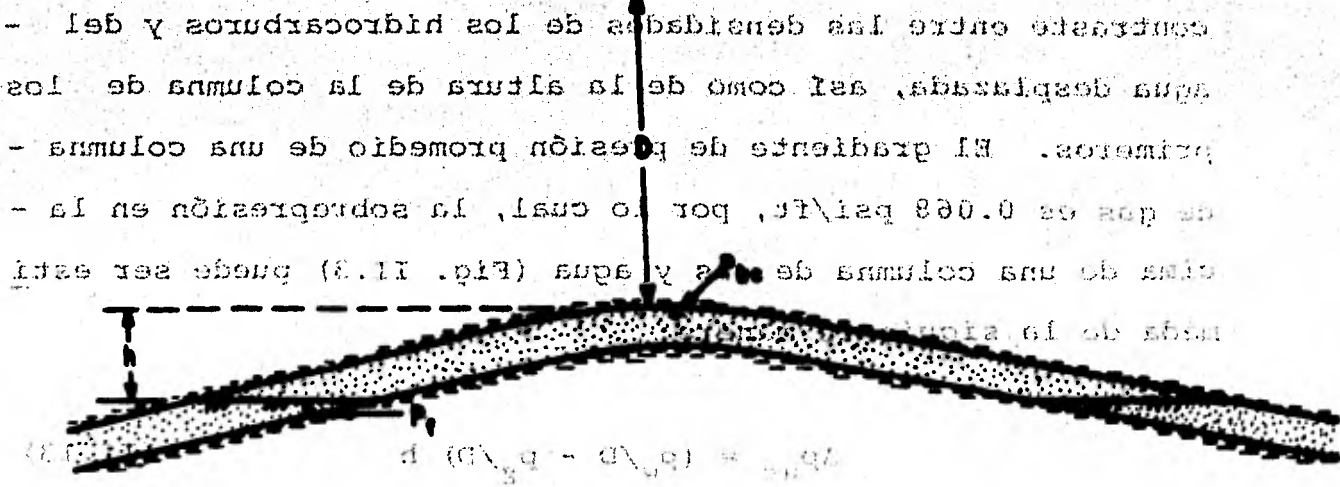


Fig. N^o II. 3. - PRESION ANORMAL ORIGINADA POR LAS CARACTERISTICAS DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS.

por una columna de aceite es de 0.325 psi/ft por lo que la -
 sobrepresión en la cima de una columna de aceite y agua pue-
 de ser estimada como la diferencia entre el gradiente de pre-
 sión del agua (0.465 psi/ft) y el gradiente de presión ejer-
 cido por la columna de aceite (0.325 psi/ft), multiplicada -
 por la altura en pies de la columna de aceite.

La Tabla II.2 ilustra la generación de presio-
 nes anormales en la cima de una columna de gas o aceite de -

TABLA II.2.- CALCULO DE PRESIONES ANORMALES PARA DIFERENTES COLUMNAS DE HIDROCARBUROS Y A DISTINTAS PROFUNDIDADES

CASO	COLUMNA DE	D (ft)	h (ft)	λ_f (psi/ft)	$\lambda_f (D+h)$ (psi)	SOBREPRESION ($\lambda_v - \lambda_o$) (psi)	P_{hc} (psi)	λ_{hc} (psi/ft)	LODO (lb/gal)
A	GAS	11 500	500	0.465	5,580.0	198.5	5778.5	0.50247	9.7
		15 000	200	0.465	7,068.0	79.4	7147.4	0.4765	9.2
		15 000	700	0.465	7,300.5	277.9	7578.4	0.5052	9.7
	ACEITE	11 500	500	0.465	5,580.0	70.0	5650.0	0.4913	9.5
		15 000	200	0.465	7,068.0	28.0	7096.0	0.4730	9.1
		15 000	700	0.465	7,300.5	98.0	7398.5	0.4932	9.5
B	GAS	11 500	500	0.75	9,000.0	198.5	9198.5	0.79987	15.4
	ACEITE	11 500	500	0.80	9,600.0	70.0	9670.0	0.8408	16.2

$\lambda_s = 0.068$ psi/ft,

$\lambda_o = 0.325$ psi/ft,

$\lambda_v = 0.465$ psi/ft

diferentes alturas y profundidades. El caso A supone presiones normales en el contacto agua-hidrocarburos y el caso B, presiones anormales.

En yacimientos de gran magnitud, las geopresiones debidas a la diferencia de densidades en sistemas aceite-agua y particularmente en los de gas-agua, son tan grandes que el gradiente de presión de formación se aproxima al gradiente de sobrecarga.

Por ejemplo, para el control de un pozo iraní se requirió utilizar un lodo con densidad de 17.3 lb/gal (2.08 g/cc) a una profundidad de 640 ft (195 m).

3. Ritmo de Sedimentación y Ambiente de Depósito.

Durante el proceso de sedimentación y compactación se genera una energía potencial dentro de la roca en las formaciones sepultadas. Como resultado se tiene un flujo de fluidos intersticiales hacia zonas permeables y porosas con presión más baja, hasta que se restablece el equilibrio que prevalecía antes del depósito de nuevos estratos.

Las zonas sobrepresionadas pueden estar asociadas con periodos de rápida depositación, donde la tenden-

cia al equilibrio hidráulico que acompaña a una compactación normal es interrumpida por una restricción que impide la expulsión de fluidos. Esta restricción puede ser un sello con sistenta en una zona altamente mineralizada, resultante de la cementación de arenas y lutitas por sal, calcita, anhídrido, etc.

Algunos investigadores suponen que la creación y mantenimiento de las sobrepresiones depende en gran grado de la conductividad hidráulica del sistema geológico.

Otro factor que afecta el desarrollo de presiones anormales es el ambiente de depósito; por ejemplo un ritmo alto de sedimentación generalmente no desarrolla sobre

presiones, si el contenido de arena en la columna es alto.

4.2 Actividad Tectónica.

Las sobrepresiones pueden ser el resultado de fallamientos locales o regionales, plegamientos, corrimientos y desprendimientos laterales, represionamiento causado por caídas de bloques fallados, movimientos diapíricos de sal y/o lutita, temblores, etc.

El equilibrio hidrostático se establece al principio de la sedimentación.

Normalmente es interrumpida por una restricción que impide la ex-

presión de fluidos. Esta restricción puede ser un sello con-

Básicamente, la diagénesis es una alteración existente en una zona altamente mineralizada, resistente de **de los sedimentos y sus constituyentes minerales, posterior-** la cementación de arenas y lutitas por sal, calizas, sulfuros **al depósito. El proceso de diagénesis incluye la formación-** de nuevos minerales, redistribución y recristalización de

de **las sustancias en sedimentos y litificación. Varios proce-**

Algunos investigadores sugieren que la cre-
-- **son de naturaleza diferente están involucrados, cada uno de-** los cuales puede contribuir a originar y mantener las sobre-
- **presiones. Se presentan a continuación dos situaciones que-**

pueden ayudar a originar sobrepresiones.

Otro factor que afecta el desarrollo de presiones

son algunas por el aumento de la cantidad de agua en el sistema.

a).- **Diagénesis en secuencias de arenas y lutitas.**

La diagénesis contribuye al origen de presio-

nes anormales por incrementar el contenido de agua en el sis-

tema. La montmorillonita, el mineral predominante en algu-

nas lutitas se altera a illita bajo condiciones de temperatu-

ras y presiones elevadas que acompañan al sepultamiento. Un

importante estado de hidratación ocurre a la profundidad co-

rrespondiente a una temperatura cercana a 221 °F, y esta --

alteración libera agua, en una cantidad aproximadamente igual

a la mitad del volumen de la montmorillonita alterada.

Si la expulsión de este fluido se inhibe, en
tonces con el continuo enterramiento, el fluido dentro de la

- La perforación en secuencias de carbonatos
roca absorbe el incremento de carga, generándose una sobre
presión.

La importancia de la diagénesis en la genera

ción de presiones anormales no es cuantificable con preci-
sión, ya que otros mecanismos se involucran para inhibir el
escape de fluidos.

Es notable que el gradiente de temperatura -

se incrementa en la cima de la zona bajocompactada, ya que
los minerales tienen mayor conductividad térmica que el agua;
un abrupto incremento de temperatura en la cima de la sección
anormal indica, por lo tanto, un alto contenido de agua, de
lo cual se infiere que la salida de fluidos fue interrumpida,
generándose una sobrepresión (Sección III.1.3.4).

b).- Diagénesis en secuencias de carbonatos.

La diagénesis en secuencias de carbonatos -
contribuye al origen de geopresiones ya que se crean barre-
ras impermeables en las secuencias porosas y permeables, res-
tringiéndose la salida de los fluidos. De este modo, duran-
te el incremento de la sobrecarga, se genera una gran ener-
gía potencial en los fluidos.

La perforación en secuencias de carbonatos con presiones anormales es bastante peligrosa, pues la zona de transición entre las zonas normalmente compactada y bajo compactada puede ser, y comúnmente es, abrupta.

El riesgo que se tiene durante la penetración de carbonatos es variable, porque su permeabilidad varía ampliamente. Por tanto, un pozo puede penetrar una secuencia con fluidos altamente presionados sin ninguna dificultad, siempre que la sección porosa sea impermeable. La porosidad en los paquetes de carbonatos es comúnmente el resultado de la diagénesis, cuando estas rocas son permeables y el agua es libre de escapar se tiene una zona con compactación normal. La permeabilidad puede ser alterada por mineralización o causas estructurales, aunque usualmente las capas porosas y permeables están cubiertas por evaporitas o lutitas que actúan como membranas semi-impermeables, las evaporitas pueden ser totalmente impermeables. Si la sedimentación continúa, entonces el exceso de sobrecarga es soportado por el fluido.

6.- Represionamiento.

Las presiones anormales también pueden ser generadas por recarga de fluidos dentro de la zona porosa y

permeable, si existe una redistribución de fluidos por flujo a través de un conducto de otra zona porosa y permeable, Fig. II.4. El conducto puede ser una falla, una fisura o un agujero, y la energía potencial que se genera puede ser transferida por:

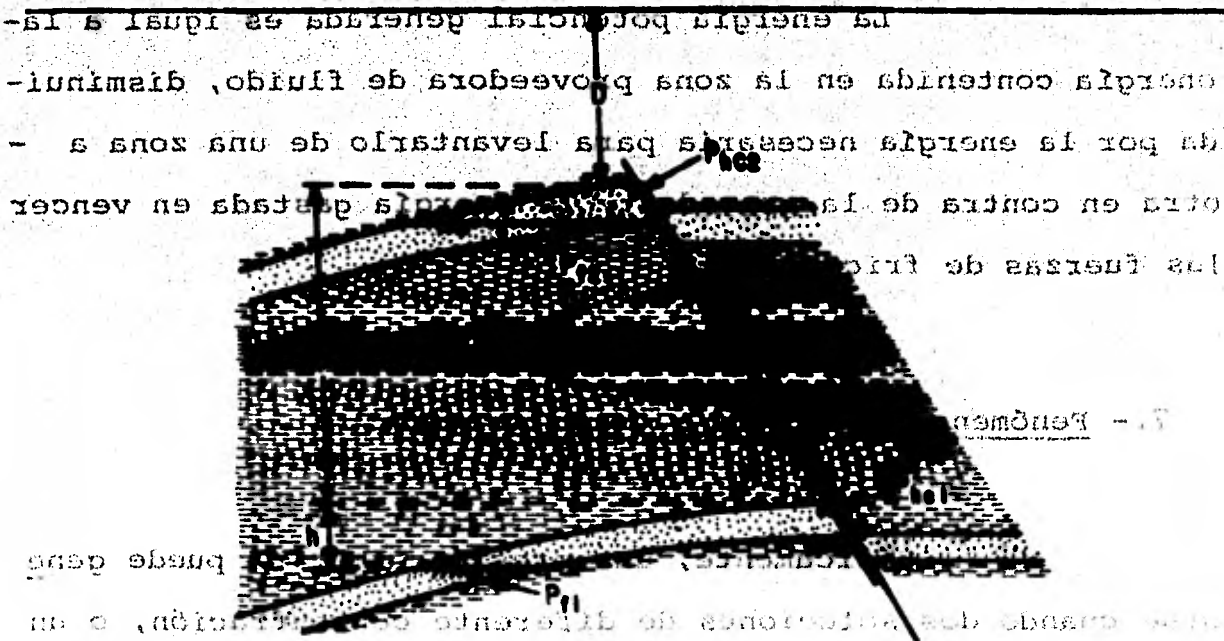


Fig. II.4.- PRESION ANORMAL ORIGINADA POR LA TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS A UNA ZONA MAS SOMERA QUE CONTIENE AGUA.

a).- Fluidos de baja densidad (aceite o gas) del yacimiento normal o anormalmente presionado.

b).- A través de la transferencia de agua de la formación anormalmente presionada.

si se encuentran involucrados aceite o gas en el mecanismo de recarga, debe tomarse en cuenta el efecto del contraste de densidades para estimar la presión en la zona represionada.

La energía potencial generada es igual a la energía contenida en la zona proveedora de fluido, disminuida por la energía necesaria para levantarlo de una zona a otra en contra de la gravedad y la energía gastada en vencer las fuerzas de fricción.

7.- Fenómenos Osmóticos y de Filtración.

Básicamente, una presión osmótica puede generarse cuando dos soluciones de diferente concentración, o un solvente puro y una solución, están separados por una membrana semi-impermeable. Independientemente del mecanismo por medio del cual opera la membrana semi-impermeable, el resultado final es el mismo. El flujo osmótico continúa hasta que el potencial químico es el mismo en ambos lados de la barrera.

Una representación esquemática de este proceso se muestra en la Fig. II.5. Evidencias de campo y de laboratorio muestran que las lutitas sirven como membranas --

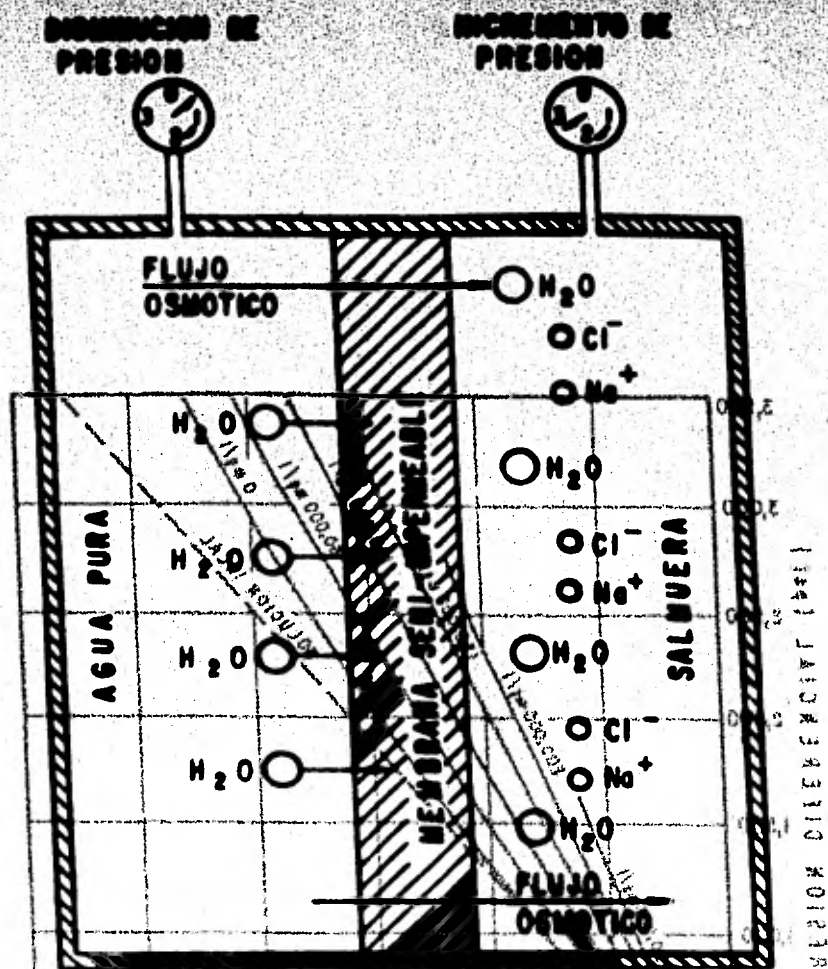


FIG. II.5: REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL FLUJO OSMOTICO A TRAVES DE UNA MEMBRANA SEMI-IMPERMEABLE.

semi-impermeables. Para una solución dada, a condiciones isotérmicas, la presión osmótica es directamente proporcional a la diferencia de concentraciones y para una diferencia de concentraciones la presión osmótica aumenta con un incremento en la temperatura. Valores teóricos de la presión osmótica encontrados en laboratorio se muestran en la Fig. II.6.

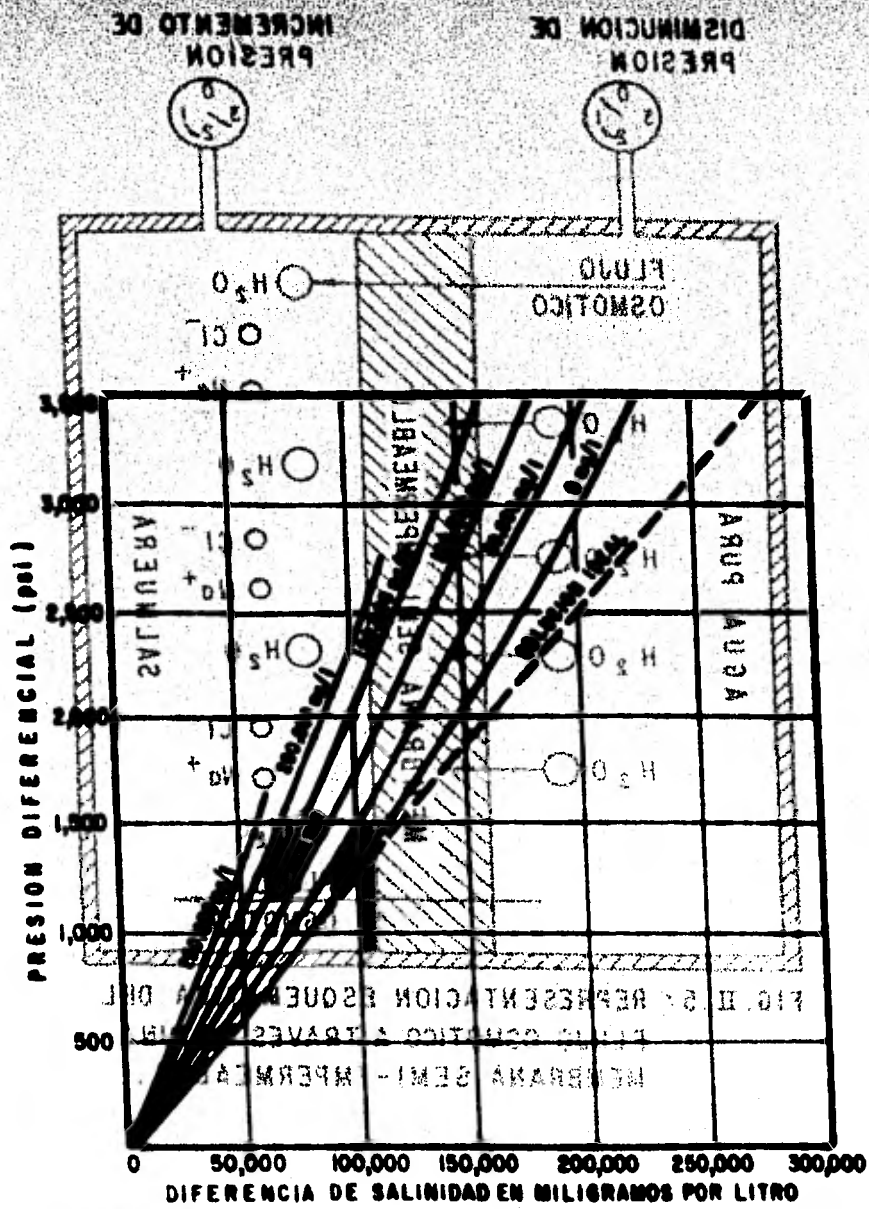


Fig. II-6.-VALORES TEORICOS DE LA PRESION OSMOTICA ENCONTRADOS MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO.

de con el continuo enterramiento se ha establecido que es

8.- Efectos Termodinámicos.

Las reacciones llegan a incrementar el volumen de los hidro-

carburos hasta dos o tres veces el volumen original. Como

Los procesos termodinámicos pueden contribuir

al desarrollo de presiones anormales, ya que incrementan el

volumen de los fluidos contenidos en los espacios porosos,

generando una sobrepresión que se suma a la presión interna-

de las formaciones, causada por la sobrecarga.

El efecto de la temperatura sobre el agua es más pronunciado que el efecto de la presión. Considerando el incremento de temperatura y presión a una cierta profundidad, el agua tiende a expandirse como respuesta al incremento de temperatura en un ritmo mayor que a comprimirse, en respuesta al incremento de presión. Dos efectos son claramente evidentes para el caso mencionado: primera, la densidad del fluido disminuye y segundo, el aumento en volumen involucra un aumento de presión. A medida que la formación yace a mayores profundidades, por causa del depósito de nuevos estratos y la compactación continúa, el exceso de fluido dentro de los poros soporta cada vez una mayor parte de la sobrecarga, si su escape es limitado.

Varios investigadores postulan que los hidrocarburos atrapados en estructuras del subsuelo están sujetas a reacciones debidas al incremento de temperatura asocia

do con el continuo enterramiento. Se ha establecido que es-

tas reacciones llegan a incrementar el volumen de los hidro-

carburos hasta dos o tres veces el volumen original. Como -

se indicó anteriormente, si el exceso de fluidos se confina-

- dentro de la roca, se origina una zona de presión anormal.

-

-

de las formaciones, causada por la sobrecarga.

El efecto de la temperatura sobre el agua es

-

-

-

-

-

-

-

-

-

-

-

CAPITULO III

ESTUDIO DE PRESIONES ANORMALES

III.1. DETECCION.

Para tener una mejor visión de las técnicas utilizadas en la detección y evaluación, éstas se clasifican en tres grupos principales. El primer grupo se caracteriza por el uso de las técnicas geofísicas para la detección antes de la perforación; el segundo hace uso de datos obtenidos durante la perforación o muestras examinadas durante ella y el último, de mediciones de parámetros efectuadas después de la perforación del pozo. Los tres grupos están bajo un activo estudio por grupos académicos e industriales, y la calidad de ellos está mejorándose continuamente.

III.1.1. Métodos Aplicables Antes de la Perforación.

El desarrollo y refinamiento de nuevas técnicas en la adquisición, procesamiento e interpretación de datos geofísicos, tales como los sísmicos, han hecho posible -

para la industria petrolera, no sólo el estudio de las confi
guraciones estructurales de las rocas sedimentarias, sino -
además la configuración estratigráfica, así como la detección
y evaluación de las formaciones presionadas. Los datos sís-
micos de campo pasan por procesos de filtrado con el fin de
eliminar el ruido y posteriormente procesar la información y
obtener secciones sísmicas como la de la Fig. III.1.

III.1. Detección

Las secciones sísmicas son una representación
de los cambios del producto velocidad-densidad de la roca en
el subsuelo, el cual se llama impedancia acústica. Cuando
hay un cambio en este producto, se origina una reflexión de
energía, la cual es recibida en la superficie (geófonos) y
grabada en una cinta magnética. El conjunto de estas graba-
ciones es procesado digitalmente y presentado visualmente en
las secciones sísmicas.

Las zonas sobrepresionadas, debido a que con-
tienen una mayor cantidad de fluidos, tienen una menor velo-
cidad de transmisión al sonido respecto a una zona normal; -
por tanto, originan reflexiones en su cima y base y dentro -
de ella no se observa casi ninguna reflexión debido a la ho-
mogeneidad del material*. En realidad no es fácil descubrir
una zona sobrepresionada a partir del análisis de una sección
sísmica a simple vista, pero existen procedimientos para de-

*Caso particular de la zona mostrada en la Fig. III.1.

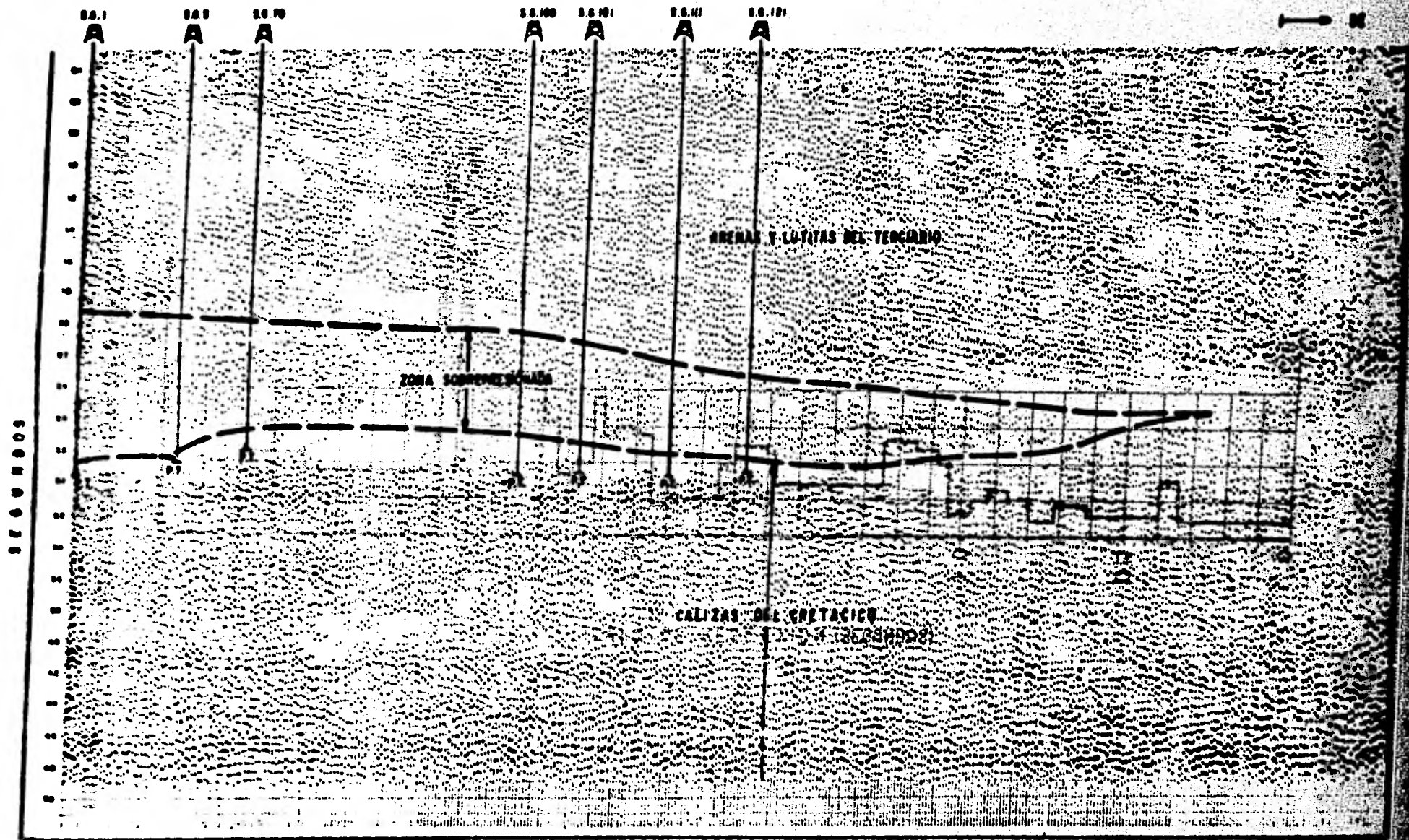
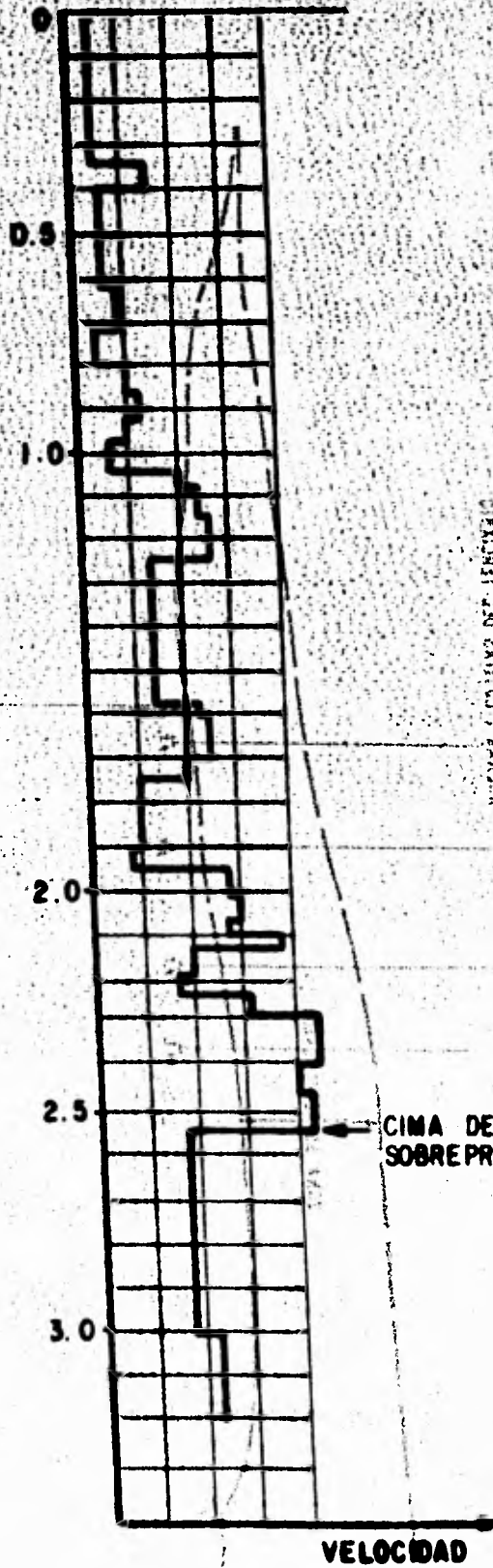


FIG. III. I.- SECCION SISMICA MOSTRANDO UNA ZONA CON PRESION ANORMAL

LA SECCION SISMICA REGISTRADA EN ESTE PUNTO CON LOS DATOS DE LA SECCION SISMICA

TIEMPO DE REFLEXION (SEGUNDOS)
CANTIDAD DE REFLEXION



CIMA DE LA ZONA SOBREPRESIONADA

FIG. III. 2: REGISTRO SONICO SINTETICO OBTENIDO A PARTIR DEL PROCESADO DE UNA SECCION SISMICA.

terminar velocidades de intervalo, durante el procesado de la sección; esto permite determinar un registro sísmico sintético o registro de pseudo-velocidades, (Fig. III.2), similar al sísmico de porosidad registrado en el pozo y el cual se obtiene por medio del análisis de la velocidad sísmica.

Una vez determinado el registro de pseudo-velocidades, resulta viable la detección y evaluación de las presiones anormales existentes en las formaciones.

Una vez determinado el registro de pseudo-velocidades, resulta viable la detección y evaluación de las presiones anormales existentes en las formaciones.

En la Fig. III.1 se marca tentativamente la cima y la base de la zona bajocompactada. La cima se muestra para el pozo Sitio Grande No. 1 a 1.92 segundos y el límite inferior a 2.86, correspondientes aproximadamente a 2400 y 3700 mbmr, respectivamente. Como puede observarse, en este caso, la zona sobrepresionada es fácilmente detectada, debido a que está asociada principalmente con arcillas, las cuales son reflejadas muy claramente.

III.1.2. Métodos Aplicables Durante la Perforación.

Hay una gran variedad de puntos de control -
superficiales usados en la detección de geopresiones durante
-- la perforación, aunque como regla general, la ocurrencia de
- cambio en alguno de ellos no es suficiente para indicar, en
forma definitiva una zona con presión anormal, a excepción -
de tres de ellos que trataremos posteriormente. Los puntos-
de control más usados son los siguientes:

--obusq eb ortalper lo obaditab nev auj

asi eb ndrc a) - Ritmo de penetración.

.aeniosmroif asf en uatetabto aslamioa uenonoy
b) - Momento de torsión aplicado a la tubería.

c) - Carga soportada por el gancho al alzar la tube-
ria.

--aem se muerd .abotomopodad uoa ai ob uad ai y uera
di lo y od d) - Exponentes "d" y "d_c".

e) - Presión de bombeo del lodo.

f) - Incremento en el volumen de lodo.

g) - Registros del lodo.

h) - Contenido de cloruros en el lodo.

i) - Incremento de recortes.

j) - Medida de la densidad de la lutita.

k) - Porcentaje de montmorillonita.

Se ha observado que el ritmo de penetración

depende también de la diferencia entre la presión ejercida

por la columna de lodo y la de la formación perforada.
Los muchos factores que afectan la eficiencia

de las operaciones de perforación pueden dividirse en

dos grupos, como se observa en la Tabla III.1:

Los factores que afectan la eficiencia de la perforación se dividen en dos grupos, como se observa en la Tabla III.1:

Los factores que afectan la eficiencia de la perforación se dividen en dos grupos, como se observa en la Tabla III.1:

TABLA III.1. FACTORES MAS IMPORTANTES QUE AFECTAN

A LA PERFORACION.

Los factores que afectan la eficiencia de la perforación se dividen en dos grupos, como se observa en la Tabla III.1:

ALTERABLES	INALTERABLES
<u>Lodo</u>	<u>Condiciones Atmosféricas</u>
- Tipo	<u>Equipo</u>
- Contenido de sólidos	- Condiciones
- Viscosidad	- Flexibilidad
- Pérdida de fluido	- Tiempo necesario para un viaje de ida y vuelta de la tubería.
- Densidad	<u>Propiedades de la roca</u>
<u>Hidráulica</u>	<u>Pozo</u>
- Presión de bombas	- Problemas característicos
- Velocidad de lodo en las boquillas de la barrera.	- Localización
- Ritmo de circulación	- Temperatura de fondo
- Velocidad en el espacio anular	- Profundidad
<u>Barrena</u>	
- Tipo	
- Peso aplicado	
<u>Velocidad de la Rotaria</u>	

Se ha observado que el ritmo de penetración depende también de la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo y la de la formación perforada.

A partir de experimentos de campo se ha demostrado que el ritmo de penetración disminuye al incrementar se la presión hidrostática ejercida por el lodo; debido principalmente, a la perforación del lecho de cortes y partículas de roca retenidas en el fondo del agujero por la presión

diferencial y secundariamente, al represionamiento de la roca que aumenta su cohesión.

Condiciones Anormales

lodo

Un incremento en el ritmo de penetración cuando la presión de formación es menor que la ejercida por el lodo frecuentemente se interpreta como la existencia de una zona con presión anormal, cuando en realidad se debe a un cambio de litología de arena a lutita o viceversa. Para evitar esto, las interpretaciones deben sustentarse en la observación de otros puntos de control superficiales.

En las lutitas normalmente compactadas la perforabilidad disminuye con la profundidad, debido a que su densidad aumenta por la compactación y a que al aumentar la profundidad, manteniendo constante la densidad del lodo, se incrementa la presión diferencial ($p_m - p_f$).

Para ilustrar lo dicho anteriormente, considere que se está perforando a 5.000 ft. con una densidad de lodo de 10 lb/gal en formaciones con un gradiente de presión de 0.465 psi/ft. La presión diferencial se obtiene de la siguiente manera:

$$P_m = 10 \text{ lb/gal} \times \frac{7.481 \text{ gal}}{1 \text{ ft}^3} \times 5000 \text{ ft} \times \frac{1 \text{ ft}^2}{144 \text{ in}^2} = 2597.6 \text{ psi}$$

El segundo término, que representa la presión de la formación, es $P_f = 0.465 \text{ psi/ft} \times 5000 \text{ ft} = 2325 \text{ psi}$. El segundo término que ocurre en la perforación con las condiciones anteriores, consiste en una presión diferencial = $P_m - P_f = 272.6 \text{ psi}$.

Trata mayor de reducir el espacio anular, los cuales tienen un mayor efecto al disminuir el movimiento de rotación de la tubería de perforación. Si se está perforando a 8000 ft y bajo las mismas condiciones anteriores, resulta en una presión diferencial de 440 psi.

A partir de estos resultados y observando la Fig. III.3 se concluye que al mantener constante la densidad del lodo disminuye el ritmo de perforación. En las zonas anormalmente compactadas, es decir que contienen fluidos a alta presión, la perforación se hace rápida por la disminución de la presión diferencial y a la alta porosidad de la roca (baja densidad).

b).- Momento de torsión aplicado a la tubería.

El aumento de torsión aplicado a la tubería
sienta gradualmente respecto a la profundidad, debido a
que es mayor el contacto efectivo entre tubería y agujero.
En zonas sobrepresionadas este aumento se hace más notorio
y se debe a dos fenómenos que ocurren: dentro del pozo
lutitas bajocompactadas son consideradas por su plasticidad
natural: cuando la presión de formación es mayor que la pre-
sión ejercida por el lodo éstas tienden a disminuir el diáme-
tro del agujero, aumentando la fricción principalmente con-
tra los lastrabarrenas. El segundo fenómeno que ocurre al
perforar con las condiciones anteriores, consiste en una en-
trada mayor de recortes al espacio anular, los cuales tien-
den a impedir el movimiento de rotación de la tubería de per-
foración. Si la presión de formación es menor que la presión
equivalente ejercida por la columna de lodo, difícilmente se
notarán cambios en el par aplicado.

Este punto de control superficial se usa fre-
cuentemente para confirmar la presencia de geopresiones, acu-
sadas por otros puntos de control. Un incremento en el mo-
mento de torsión puede interpretarse como una formación con
alta presión, cuando en realidad puede ser debido a una rotu-
ra de tubería, a un cono atorado de la barrena o a una fuga
grande en las conexiones de la tubería de perforación e in-
clusive en el cuerpo de ella.

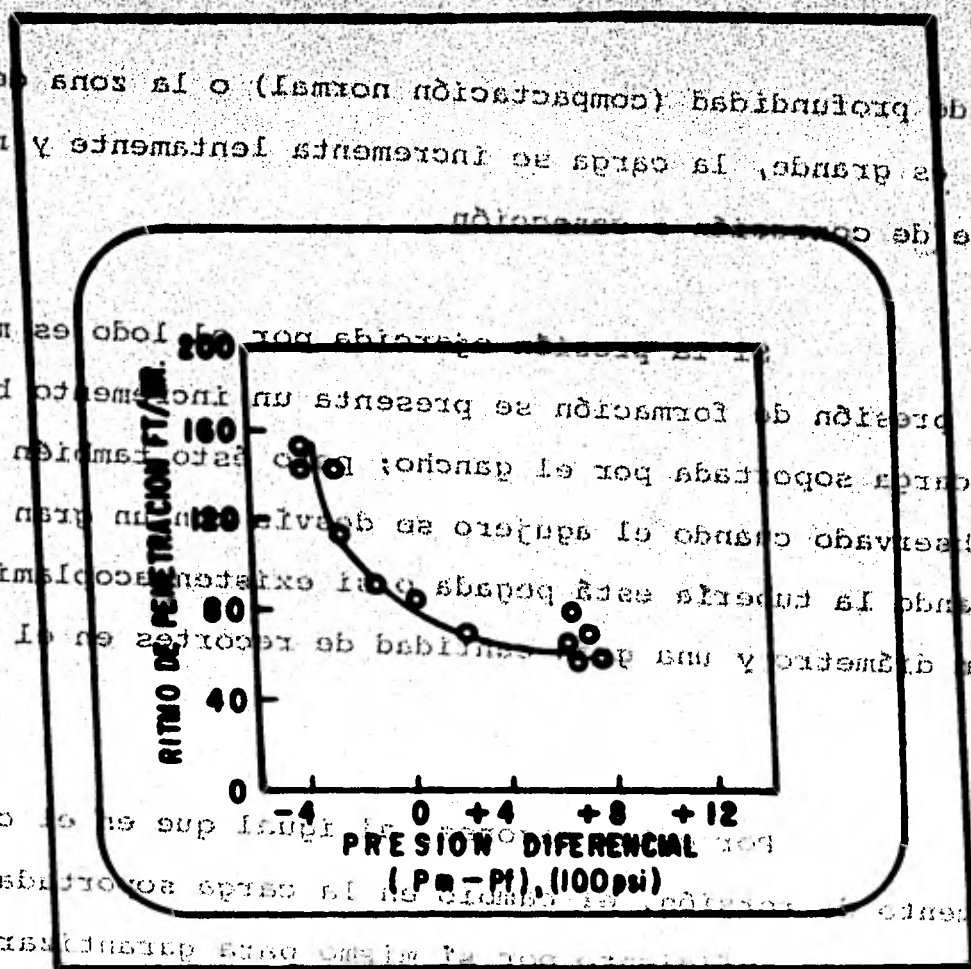


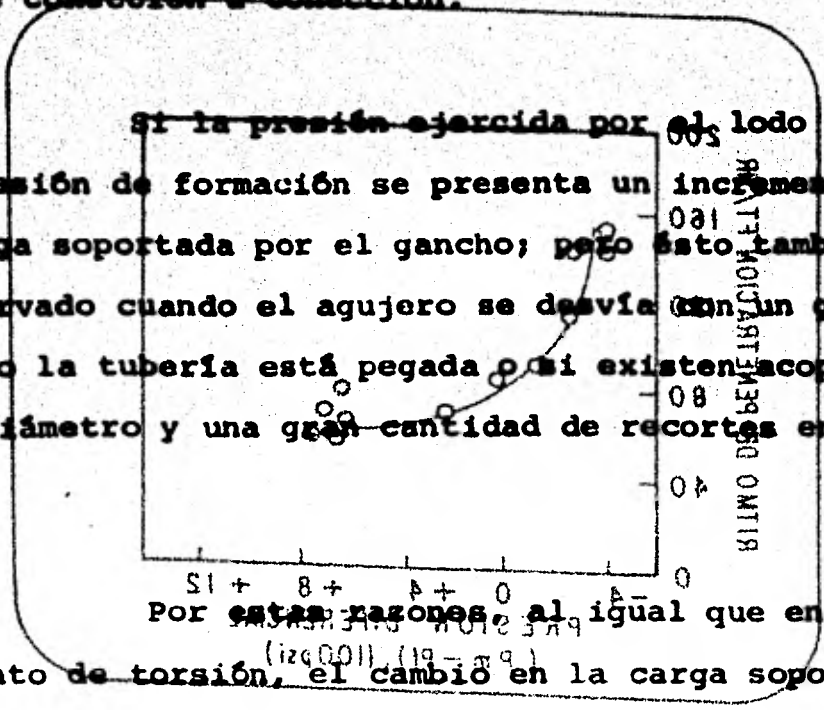
FIG. III.3 - VARIACION DEL RITMO DE PENETRACION CON RESPECTO A LA PRESION DIFERENCIAL.

c).- Carga soportada por el gancho al alzar la tubería.

Quando la bomba está cerrada y la tubería es levantada a través del agujero, la carga soportada por el gancho puede ser medida en la superficie. Si el incremento en la presión de formación es pequeño con respecto al incre-

mento de profundidad (compactación normal) o la zona de transición es grande, la carga se incrementa lentamente y no es notable de consecución a consecución.

si la presión ejercida por el lodo es menor que la presión de formación se presenta un incremento brusco en la carga soportada por el gancho; pero esto también puede ser observado cuando el agujero se desvía con un gran ángulo, cuando la tubería está pegada o si existen acoplamientos de gran diámetro y una gran cantidad de recortes en el agujero.



Por estas razones, al igual que en el caso del momento de torsión, el cambio en la carga soportada por el gancho no es suficiente por sí mismo para garantizar la existencia de zonas con presiones anormales.

d).- Exponentes "d" y "d_c".

Como se indicó anteriormente, el ritmo de penetración no es, por sí mismo, capaz de indicar con certeza una zona sobrepresionada, debido a los muchos factores que pueden alterarlo. Considerando que las propiedades de las rocas y las condiciones de perforación permanecen constantes, una gráfica del ritmo de penetración contra profundi

Esta ecuación depende de un adecuado mane-
dad define, como tendencia normal, una disminución de la pe-
 netración, identificándose una zona bajocompactada por el **no**
 table aumento de la penetración en esta zona. Una gráfica -
 de resistividad de lutitas contra profundidad, define carac-
 terísticas similares como se muestra posteriormente.

sin embargo, las variables de perforación ta-
 les como el peso aplicado sobre la barrena, la velocidad de
 rotación de la sarta, el tipo y el tamaño de la barrena no -
 siempre pueden mantenerse constantes, por lo que no es fácil
 localizar la zona anormal con fidelidad.

Jorden y Shirley propusieron un método mate-
 mático para compensar la variación de varios de los paráme-
 tros que influyen en el ritmo de penetración, conocido en la
 industria petrolera como la técnica del exponente "d". En -
 el desarrollo de esta teoría parten del modelo presentado -
 por Bingham, el cual relaciona el ritmo de penetración con -
 el peso aplicado sobre la barrena, así como con la velocidad
 y el diámetro. Además, supone que los otros parámetros que
 afectan a la penetración permanecen constantes, como se mues-
 tra a continuación:

$$R/N = a (W/D_b)^d \quad (III.1)$$

cada barrena usada en zonas normalmente compactadas es de un aumento gradual con respecto a la profundidad. El comportamiento del exponente "d" en zonas anormales es característico por su disminución con respecto a la tendencia normal.

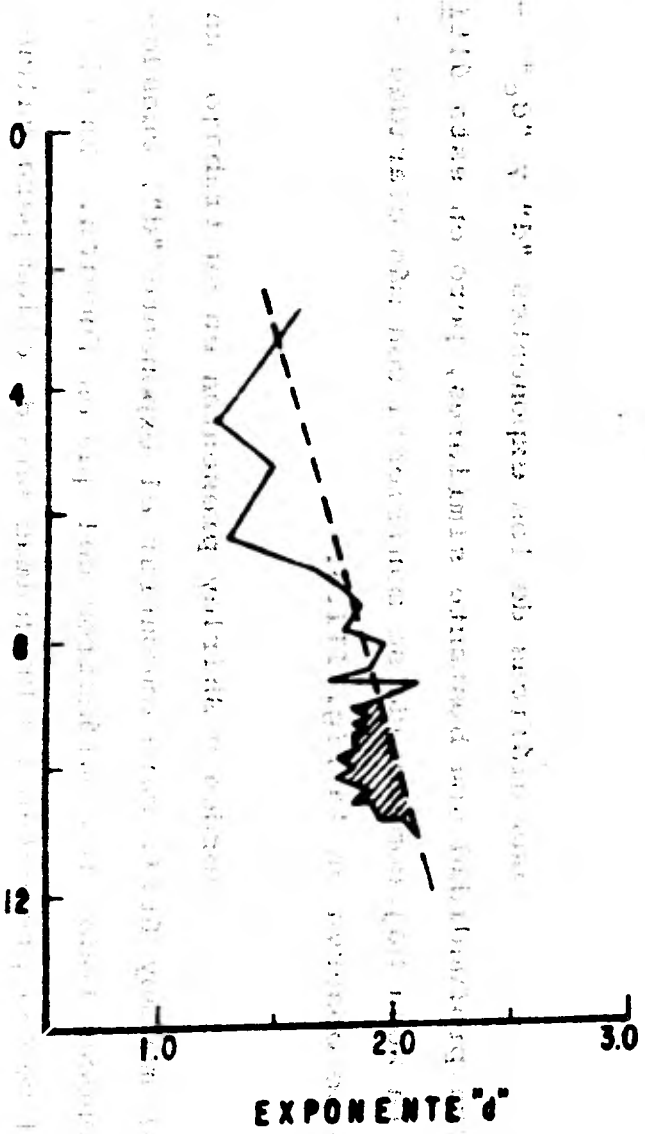
Debido a que el exponente "d" se ve influenciado por las variaciones en el peso del lodo, haciendo difícil la interpretación de la gráfica; se hizo necesaria una modificación para normalizar dicho exponente. Este parámetro modificado es conocido como el exponente "d_c" y se define de la siguiente manera:

$$d_c = d \left(\frac{MW_c}{MW_a} \right) \quad (III.4)$$

Las gráficas de los exponentes "d" y "d_c" contra profundidad son bastante similares, pero en esta última, la zona bajocompactada se manifiesta con más claridad como se observa en la Fig. III.4.

Jorden y Shirley presentan en su trabajo un nomograma muy útil, para encontrar el exponente "d", cuando se conocen todos los parámetros del que es función. En el Apéndice A se presentan dos Programas uno de ellos para calculadoras TI-58 ó 59 y otro para HP-41C que pueden usarse para calcular los exponentes "d" y "d_c".

PROFUNDIDAD, (1000 FT)



$$\frac{C_{VM}}{C_{VMX}} = \frac{d}{d_c} \quad (III.4)$$

FIG. III. 4.- COMPARACION ENTRE LAS GRAFICAS DEL EXPONENTE "d" Y "d_c" PARA UN MISMO POZO.

La siguiente manera:
 El exponente "d" es conocido como el exponente "d_c" y se define -
 normalmente para normalizar dicho exponente. Este procedimiento
 de normalización se realiza en la siguiente manera:
 Debido a que el exponente "d" se ve influenciado por la
 distribución con respecto a la tendencia normal.
 El exponente "d" en zona anormal es característico
 de la distribución con respecto a la profundidad. El comporta-
 miento normal en zona normalmente compactada es de un

El efecto de la litología sobre el ritmo de penetración puede dificultar la interpretación del exponente "d"; por lo tanto, cuando se tiene algún conocimiento de la litología del área, debe usarse para apoyar las interpretaciones derivadas del exponente. Si los cambios en el peso sobre la barrena, velocidad de rotación, tipo y medida de la barrena, son reducidos al mínimo, la efectividad en el método del exponente "d" aumenta considerablemente.

Las desventajas en el uso de los exponentes "d" como puntos de control superficiales son: Los cálculos deben ejecutarse cada 10 ft y deben ser representados gráficamente, no se consideran todos los parámetros que afectan el ritmo de penetración y la construcción de la gráfica consume bastante tiempo, por lo que algunos otros puntos de control superficial pueden dar resultados más rápidos en la detección de zonas bajo compactadas.

En la Fig. III.5 se muestra una gráfica del exponente "d" contra profundidad, en la cual una zona anormalmente presionada es detectada con gran claridad, notese que las tendencias de compactación normal son trazadas para cada barrena en especial: Esto es debido a que el exponente "d" no considera el desgaste.

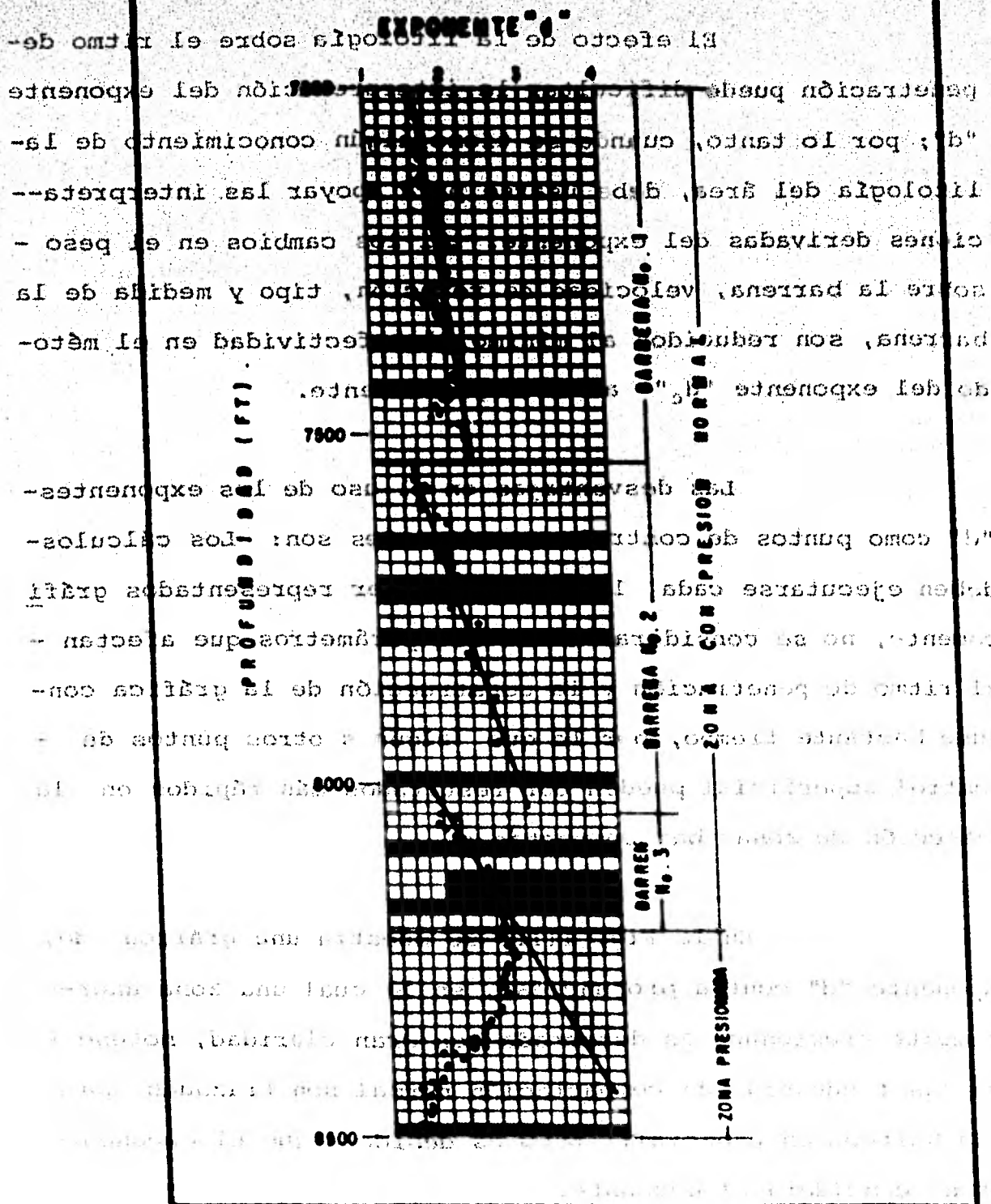


FIG. III. 5- GRAFICA DEL EXPONENTE "n" CONTRA LA PROFUNDIDAD QUE MUESTRA UNA ZONA CON PRESION ANORMAL.

e).- Presión de bombeo del lodo.

Observando la presión de bombeo, puede determinarse indirectamente la entrada de fluidos de las formaciones hacia el pozo, al perforar una zona con presión anormal.

Las bombas en condiciones normales de perforación proporcionan la energía necesaria para vencer las fuerzas de fricción que se oponen al movimiento del lodo en las tuberías y dentro del agujero.

La entrada de fluidos de menor densidad que la del lodo en el espacio anular, reduce la presión hidrostática fuera de la tubería de perforación, presentándose un efecto de tubo en "u", el cual se manifiesta inmediatamente como una disminución de la presión en el manómetro de salida de la bomba, acompañada con un aumento de presión en el lodo que sale del pozo.

Debe tenerse en consideración que este efecto se presenta solamente si se esta perforando la zona con una densidad de lodo menor que la densidad equivalente a la presión de formación.

Este punto de control superficial es de gran utilidad ya que muestra indirectamente, sin ningún tiempo de atraso, la cima de la zona sobrepresionada.

f).- Incremento en el volumen de lodo.

Observando la presión de bombeo, puede determinarse que cuando se perfora una zona de presión anormal con un lodo de baja densidad, se origina un flujo de fluidos de la formación hacia el pozo lo que redundará en un

incremento en el volumen de lodo, que puede ser vigilado constantemente con un detector de nivel de fluido en las presiones de lodo.

Al suceder este fenómeno, aunado a varios

cambios en otros puntos de control superficiales, se debe parar la bomba de lodo, levantar la barrena unos cuantos metros y si el flujo prosigue, entonces se confirma la presencia de una zona geopresionada.

g).- Registros del lodo.

Los registros de lodo incluyen la medición de su contenido de gas natural. Cuando las formaciones atravesadas contienen gas y la presión ejercida por el lodo no es suficiente para evitar el flujo de gas de las formaciones, entonces el gas se incorpora al lodo y se mantiene en suspensión coloidal. La incorporación del gas al lodo puede ocurrir durante períodos de no circulación en los cuales disminuye la presión efectiva ejercida por el lodo. Cuando

do se está circulando, la presión soportada por las formaciones es mayor que cuando se encuentra estático, debido al mismo movimiento del lodo. Para determinar el contenido de gas en el lodo se requiere una técnica para extraerlo y luego medirlo. El gas comúnmente es removido de la suspensión coloidal por la formación de un vacío en la muestra analizada. Se recomienda efectuar un muestreo continuo del contenido de gas durante las operaciones de perforación.

Cuando la presión entra a la zona de transición y la presión efectiva ejercida por el lodo es menor que

Un incremento en contenido de gas entre connección y connección puede indicar un aumento gradual en la presión de formación. El gas liberado por la roca perforada se le ha llamado gas de connección y se manifiesta en forma de colchón, mientras que si existe flujo de gas desde la formación, se manifiesta en forma continua, indicando una zona bajocompactada.

h).- Contenido de cloruros en el lodo.

Cuando se usa un lodo base agua, el flujo de

agua salada de la formación hacia el agujero puede causar un incremento en el contenido de cloruros en el filtrado del lodo. La importancia de dicho incremento depende naturalmente del contraste en cloruros entre el lodo y el fluido de formación, así como de la cantidad de fluido incorporado a la

de se está circulando, la presión soportada por las formaciones de lodo. Se tiene el flujo de líquidos del agujero - la presión de la presión ejercida por el lodo es menor que la de formación.

El gas comúnmente es removido de la suspensión. Se recomienda efectuar un muestreo continuo del contenido por la formación de un vacío en la formación.

1).- Incremento de recortes.

Cuando la barrena entra a la zona de transición y la presión efectiva ejercida por el lodo es menor que

Un incremento en contenido de gas entre la de formación, se incrementa el ritmo de penetración como se indicó anteriormente. Esta variación en el ritmo de penetración causa un importante aumento en la cantidad y el tamaño de los recortes de lutita que deben ser levantados a la superficie. Un incremento de los recortes depende de tres factores:

- 1) La importancia de la longitud del agujero perforado abajo del punto de balance de las presiones hidrostáticas de lodo y de formación.
- 2) La magnitud de la presión diferencial en el agujero.
- 3) La magnitud del incremento en el ritmo de penetración.

Los recortes de lutita en zonas normales son pequeños y redondeados, mientras que en una zona anormal toman formas planas más grandes con aristas afiladas.

1) - Medida de la densidad de la lutita.

Una nueva técnica de detección de geopresiones consiste en medir la densidad de los recortes de la lutita en la superficie. Algunos investigadores han indicado que la densidad de los recortes pueden dar signos definitivos de presiones anormales. Una tendencia de compactación normal tiene que ser establecida por la graficación de densidad de lutita contra profundidad.

Un quiebre de la compactación normal hacia valores más bajos indica una formación bajocompactada, esto es con presiones anormales.

Existen algunas desventajas con respecto a la aplicación de este punto de control.

- 1) Los cortes deberán ser circulados a la superficie antes de que las medidas puedan ser hechas.

Los recortes de lutita en zonas normales son

2) Deberán hacerse lecturas repetidas para con-
firmar una lectura de baja densidad de lutita.

3) La densidad de la lutita se decrementa por
una excesiva exposición a un fodo base agua.

4) La presencia de cantidades pequeñas de arena-
y minerales secundarios dentro de la formación
lutítica causa errores en las mediciones.

5) La presencia de gas dentro de las partículas-
de lutita decrementa la densidad de los cor-
tes.

k) Porcentaje de montmorillonita.

La montmorillonita es una arcilla caracteri-
zada por una gran capacidad de absorción y adsorción de agua
y cationes en sus espacios intermicelares. Esto causa que
tales arcillas sean de mayor porosidad y menor densidad res-
pecto de los otros tipos de arcilla. En consecuencia la pre-
sencia de tales tipos de arcillas en grandes cantidades, en
arenas (dispersas o interestratificadas) obstaculiza la com-
pactación de las arenas debido a que tienden a ocupar mayor
volumen, y en consecuencia se puede decir que arcillas de ti

Los recortes de lutita en zonas normales son

2) **Deberán hacerse lecturas repetidas para confirmar una lectura de baja densidad de lutita.**

3) **La densidad de la lutita se decrementa por una excesiva exposición a un fondo base agua.**

4) **La presencia de cantidades pequeñas de arena y minerales secundarios dentro de la formación lutítica causa errores en las mediciones.**

5) **La presencia de gas dentro de las partículas de lutita decrementa la densidad de los cortes.**

(k): **Porcentaje de montmorillonita.**

La montmorillonita es una arcilla caracterizada por una gran capacidad de absorción y adsorción de agua y cationes en sus espacios intermicelares. Esto causa que tales arcillas sean de mayor porosidad y menor densidad respecto de los otros tipos de arcilla. En consecuencia la presencia de tales tipos de arcillas en grandes cantidades, en arenas (dispersas o interestratificadas) obstaculiza la compactación de las arenas debido a que tienden a ocupar mayor volumen, y en consecuencia se puede decir que arcillas de ti

po montmorillonítico tienden a estar presentes en zonas bajo
compactadas.

por el pozo.

Estadísticamente se ha observado que a mayo
res profundidades, la arcilla presente, es del tipo illítico,
la cual está caracterizada por no absorber y/o adsorber agua
en sus espacios intermiscelares. Por lo anterior, se consi-
dera que la montmorillonita se transforma a illita por efec-
to de compactación, deshidratación e intercambio catiónico.
Así pues hay una teoría para establecer que las ar-
cillas presentes en zonas sobrepresionadas son del tipo mont-
morillonítico; esto ha sido comprobado en ciertos casos reales
pero también se han encontrado excepciones.

Este punto de control es frecuentemente usa-
do para confirmar las sospechas de otros puntos de control.

III.1.3. Métodos Aplicables Después de la Perforación.

Unas de las mejores herramientas usadas tan-
to para la detección como para la estimación de las zonas
con presiones anormales, son aquellas que utilizan los datos
obtenidos de los registros geofísicos de explotación, en los
cuales se graba información de la variación, con la profundi-

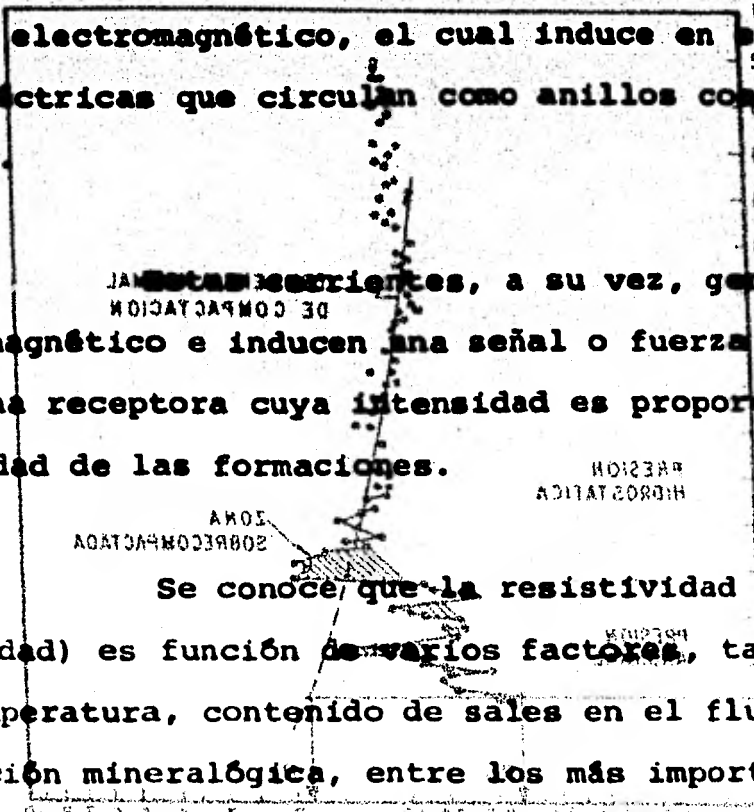
dad, de las características de las formaciones atravezadas -
por el pozo.

Estadísticamente se ha observado que a mayo
Debido a que los estratos lutíticos son nota
blemente sensibles a los procesos de compactación, éstos han
constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción
de perfiles de presión. Cuando el agua intersticial es li-
bre de escapar y debido a ello se desarrollan presiones nor-
males en las formaciones, la compactación de las lutitas es
función principalmente de la profundidad. Por tanto, a mayo
res profundidades de enterramiento, es mayor el grado de com-
pactación y mayor la densidad que exhiben.

Las rocas lutíticas con presiones mayores -
que la normal, presentan una porosidad mayor que la de una -
formación lutítica de las mismas características con presión
normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido.
Como resultado de lo anteriormente dicho, los parámetros lu-
títicos sensibles a la compactación y obtenidos de los regis-
tros, son graficados contra la profundidad para determinar -
una tendencia normal de compactación. La forma y la pendien-
te de esta tendencia es característica de las formaciones de
una región geológica, de un sólo campo y algunas veces, sola-
mente de un bloque fallado.

III.1.3.1. Detección a partir de datos de -
resistividad y/o conductividad.

La medición de esta propiedad se logra mediante un sistema de bobinas, una receptora y una emisora que acopladas en una sonda son introducidas en el pozo. La bobina emisora está alimentada por una corriente oscilatoria que genera un campo electromagnético, el cual induce en el terreno corrientes eléctricas que circulan como anillos coaxiales al eje de la sonda.



Estas corrientes, a su vez, generan su propio campo magnético e inducen una señal o fuerza electromotriz en la bobina receptora cuya intensidad es proporcional a la conductividad de las formaciones.

Se conoce que la resistividad (inverso de la conductividad) es función de varios factores, tales como, porosidad, temperatura, contenido de sales en el fluido, saturación y composición mineralógica, entre los más importantes, pero que en los estratos lutíticos, es función principalmente de la porosidad, y debido a que la porosidad es una respuesta de las formaciones a los procesos de compactación, las medidas de resistividad y/o conductividad reflejan en cierto modo, la presión en los poros de la lutita.

La Fig. III.6 presenta el comportamiento típico de resistividad de lutitas con la profundidad. Como se observa una zona sobrepresionada se ve reflejada por la dismi-

La medición de esta propiedad se logra median

te un sistema de bobinas, una receptora y una emisora que se colocan en una sonda son introducidas en el pozo. La bobina emisora esta alimentada por una corriente oscilatoria que genera un campo electromagnético, el cual induce en el terreno corrientes eléctricas que circulan como anillos coaxiales al eje de la sonda.

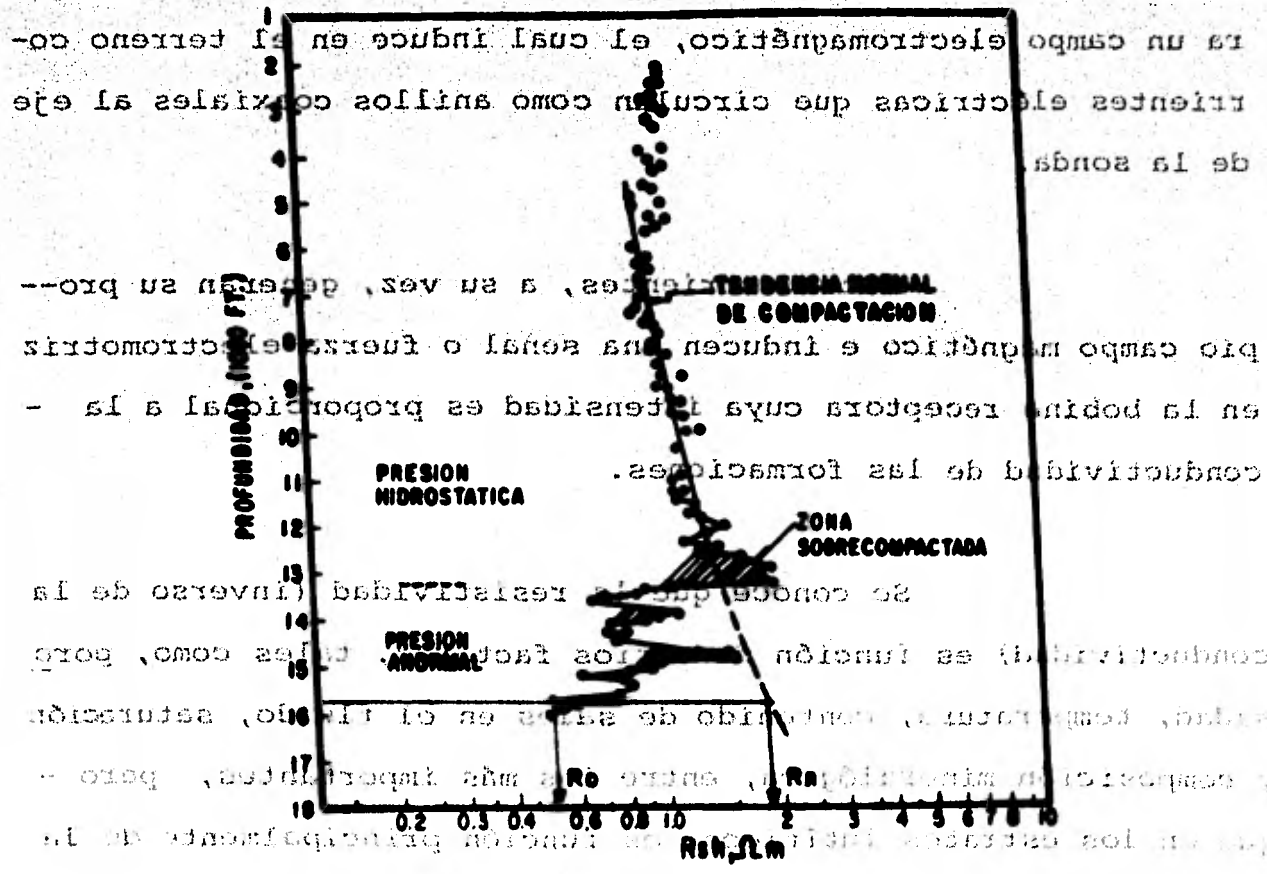


FIG. III.6.- COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA RESISTIVIDAD EN ZONAS CON PRESION ANORMAL.

nución de la resistividad en esta parte de la gráfica con respecto a la tendencia normal. Esta disminución se debe al valor anormal de porosidad que se presenta. Una zona con presiones menores que la normal hidrostática, así como una impregnada con hidrocarburos, se caracteriza sobre esta gráfica por un aumento en la resistividad, tal como el correspondiente a una zona sobrecompactada. Este comportamiento para una zona sobrecompactada se debe a la cantidad tan pequeña de poros que exhibe; mientras que para una zona con presiones subnormales es debida a la saturación y para la zona impregnada de hidrocarburos a que éstos son altamente resistentes al paso de la corriente.

La Fig. III.7, del mismo modo que la anterior, presenta la respuesta de los datos de conductividad con respecto a la profundidad. La entrada de la zona anormal sobre esta gráfica se muestra a una profundidad aproximada de 8 000 ft y se caracteriza por el notable incremento de la conductividad en esta zona. En esta gráfica la presencia de una zona sobrecompactada, con presiones subnormales, y/o impregnada de hidrocarburos sería notable por la disminución de la conductividad de las lutitas.

Los comportamientos típicos que presentan la resistividad y conductividad en zonas anormales también pueden ser originados por formaciones impregnadas de agua con alto contenido de sales minerales.

- unctón de la resistividad en esta parte de la gráfica con
 respecto a la tendencia normal. Esta disminución se debe al
 - valor anormal de porosidad que se presenta. Una zona con
 presiones menores que la normal, hidrostática, así como una
 impregnada con hidrocarburos, se caracteriza sobre esta grá-
 - fica por un aumento en la resistividad, tal como el corres-
 - pondiente a una zona sobrecompactada. Este comportamiento
 para una zona sobrecompactada se debe a la cantidad tan peque-
 ña de poros que exhibe; mientras que para una zona con presio-
 nes subnormales es debida a la saturación y para una zona im-
 - pregnada de hidrocarburos a que éstos son altamente resisti-
 vos al paso de la corriente.

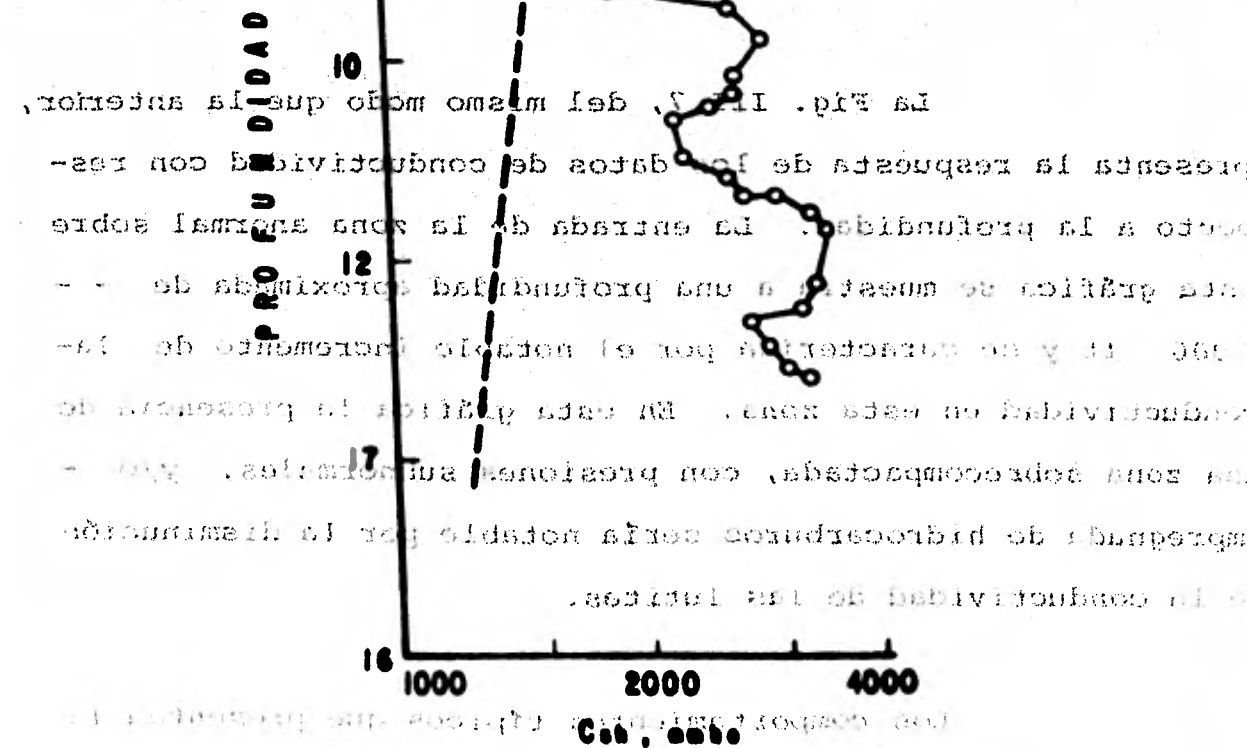


FIG. 7. COMPORTAMIENTO DE LA CONDUCTIVIDAD EN UNA ZONA SOBREPRESIONADA.

III.1.3.2. Detección a partir de datos de

tiempo de tránsito y porosidad.

Como se indicó en la técnica anterior, la po-

rosidad refleja los procesos de compactación de las formacio-

nes, por lo cual el tiempo de tránsito, proporcional a la po-

rosidad, así como ésta, pueden ser utilizados como parámetros

útiles en la detección de zonas bajocompactadas. El tiempo-

de tránsito es obtenido a partir del registro sísmico de poro-

sidad.

El dispositivo usado para obtener el regist-

tro sísmico de porosidad consta de una sonda de material ais-

lante acústico, de dos transmisores de ondas acústicas y cua-

tro receptores. Los transmisores y receptores son "transduc-

tores" electroacústicos, es decir que convierten energía

eléctrica en energía acústica y viceversa. El objetivo es

medir el tiempo, Δt , que tarda la onda acústica en recorrer,

en la formación, una distancia igual a la separación entre

receptores. La velocidad de la onda acústica depende de la

composición mineralógica de la formación, así como de su po-

rosidad y fluido que la satura. Se ha observado que la ma-

yor velocidad de transmisión de la onda acústica se tiene en

materiales densos, tales como rocas de baja porosidad y velo-

cidades más bajas en materiales con menor densidad tales como

rocas impregnadas de gas y/o con alta porosidad.

III.1.3.2. Detección a partir de datos de

Una gráfica semilogarítmica de tiempos de --
transito de lutitas con la profundidad muestra una tendencia
lineal a disminuir, Fig. III.8. En las zonas sobrepresiona-
das los tiempos de tránsito aumentan con respecto a la ten-
dencia normal, debido a que contienen una cantidad mayor de
espacios porosos, aunque una zona impregnada de gas también
puede mostrar este tipo de comportamiento, ya que el gas es
de una densidad mucho menor que el agua. Para evitar este
tipo de incertidumbre, debe apoyarse la interpretación con

datos de perforación u otra técnica de detección, tal como
la de resistividad en la cual se puede notar un notable aumen-
to en una zona impregnada de hidrocarburos.

La construcción de una gráfica de porosidad-
contra profundidad tal como se muestra en la Fig. III.9, pue-
de lograrse fácilmente por medio de los datos de tiempo de
transito y la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{\Delta t_m - \Delta t_f}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (III.5)$$

o bien a través del registro de Rayos Gamma-Neutrón.

Este registro se obtiene por la introducción
de una fuente radioactiva colocada en la sonda, la cual con-
tinuamente emite neutrones a alta velocidad (energía). Estos

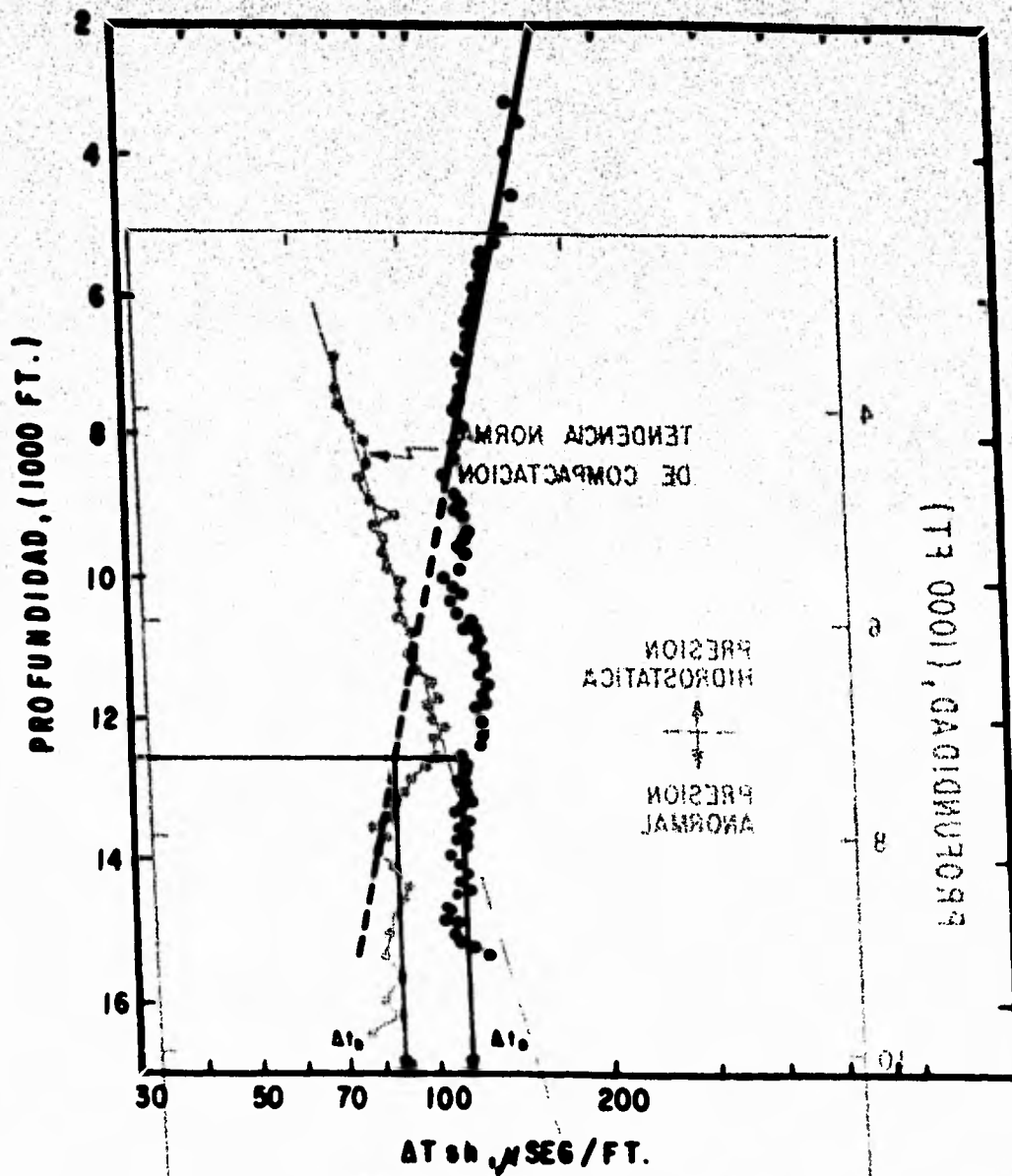


FIG. II. 8 - COMPORTAMIENTO DEL TIEMPO DE TRANSITO EN UNA ZONA BAJOCOMPACTADA.

FIG. II. 8 - PERFIL TIPO DE LA PROFUNDAD EN ZONAS BAJOCOMPACTADAS

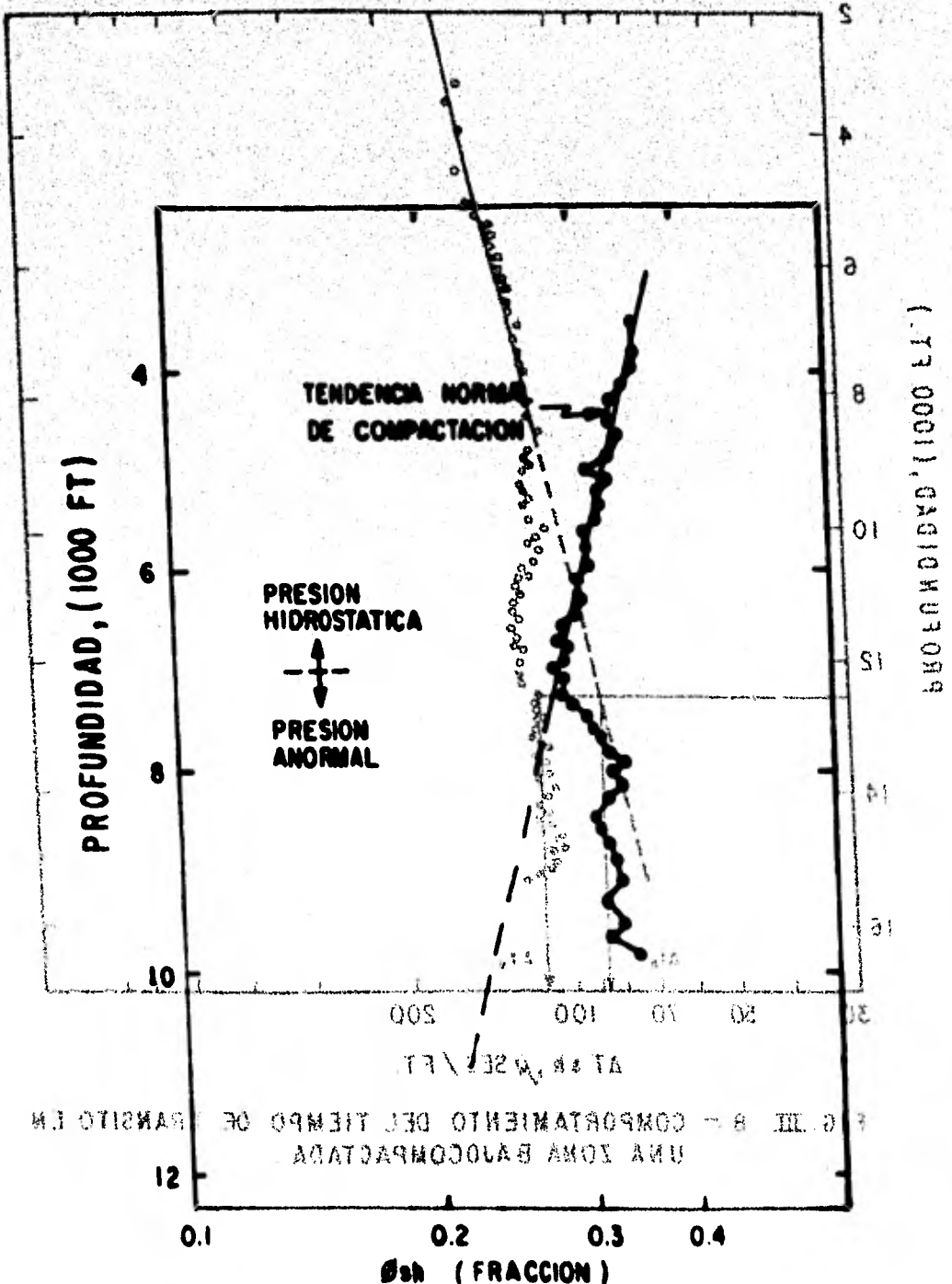


FIG. III. 9.- PERFIL TIPICO DE LA POROSIDAD EN ZONAS BAJOCOMPACTADAS

neutrones chocan contra las moléculas de la formación perdiendo energía, la cual depende de la masa relativa del núcleo con el cual choca. Cuando el neutrón choca con un átomo de igual masa ocurre una pérdida mayor, como el hidrógeno por ejemplo. El hidrógeno es el elemento de mayor importancia en el retraso de neutrones en comparación con los demás constituyentes de la formación. Normalmente las formaciones porosas están llenas de aceite, gas, o de agua, compuestos que contienen hidrógeno, por lo que la cantidad de hidrógeno presente en una formación es proporcional a su porosidad. Por consiguiente, los valores de la curva neutrón pueden equipararse con valores de porosidad. La relación entre la respuesta de la curva neutrón y porosidad se determina calibrando la sonda en formaciones de porosidad conocida.

La densidad normalmente aumenta con la profundidad.

La porosidad de las formaciones también pueden ser evaluadas con la ayuda del registro de densidad.

III.1.3.3. Detección a partir de datos de densidad.

Los valores de densidad más altos indican mayor porosidad.

Para la medición de esta propiedad se aprovecha la dispersión y absorción de rayos gamma por los electrones de los átomos como principio fundamental. La dispersión de los rayos gamma, es proporcional al número de electrones,

neutrones chocan contra las moléculas de la formación perdien
 - **Los rayos gamma viajan por donde viajan los rayos.**
Entre más densa es la formación, más amplia es la dispersión.
 - Igual masa ocurre una pérdida mayor, como el hidrógeno por
 - **Como la densidad de un estado homogéneo es**
proporcional a su porosidad, la dispersión de los rayos gamma
es proporcional a la porosidad de las formaciones.
 - **La relación entre la cuenta de rayos gamma y**
la densidad se encuentra experimentalmente mediante herramien
tas calibradoras en formaciones de densidad conocida. La re
lación entre la densidad con la porosidad se calcula para va
 - **rias combinaciones litológicas y de fluidos saturantes.**

.abiconoo habiconooq ab eniconooi ne abicoa

La densidad normalmente aumenta con la pro--
 fundidad debido a que las formaciones entre más profundas -
 son más compactas.

Las zonas con presión anormal distorsionan -
 los valores leídos de densidad hacia valores más bajos de la
 tendencia normal debido a que tienen una mayor porosidad, -
 aunque esto también puede suceder con formaciones impregna--
 das de gas. Los datos de densidad pueden ser graficados so--
 bre escalas normales y/o semilogarítmicas, para ilustrar am--
 bos resultados, ambas gráficas se muestran para un mismo pozo
 en la Fig. III.10.

III.1.3.4. Detección a partir de datos de temperatura.

Generalmente se ha aceptado que casi la mayor

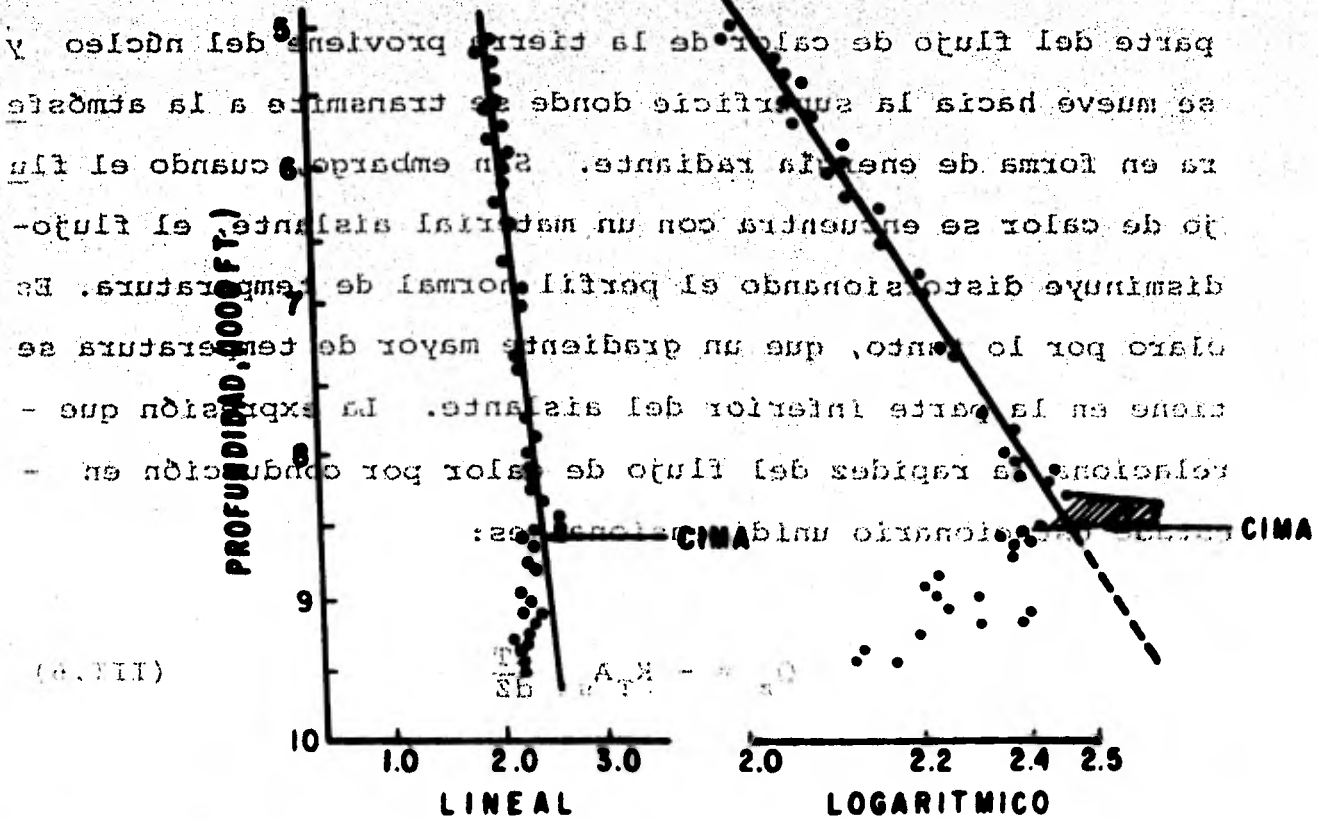
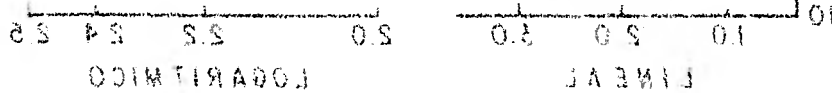


FIG. 10 - COMPARACION DEL COMPORTAMIENTO DE LAS TENDENCIAS DE DENSIDAD CONTRA PROFUNDIDAD PARA UN MISMO POZO.

III.1.3.4. Detección a partir de datos de temperatura.

Generalmente se ha aceptado que casi la mayor parte del flujo de calor de la tierra proviene del núcleo y se mueve hacia la superficie donde se transmite a la atmósfera en forma de energía radiante. Sin embargo, cuando el flujo de calor se encuentra con un material aislante, el flujo disminuye distorsionando el perfil normal de temperatura. Es claro por lo tanto, que un gradiente mayor de temperatura se tiene en la parte inferior del aislante. La expresión que relaciona la rapidez del flujo de calor por conducción en estado estacionario unidimensional es:

$$Q_z = - K_T A_{st} \frac{dT}{dz} \quad (III.6)$$



Una zona con alta presión es un aislante natural. Estas zonas difieren, como se ha venido indicando, de las formaciones que las rodean, en que son menos compactas, hay una mayor cantidad de volumen ocupado por fluidos. Esto es, una zona presionada contiene una cantidad de agua considerablemente mayor que una zona normal. De la ecuación (III.6) se puede observar que el flujo de calor es proporcional al coeficiente de conductividad térmica. El agua de for

nación tiene un valor mucho menor de conductividad térmica -
 que el sílice, el agua es mejor aislante. Las tablas de con-
 ductividades térmicas muestran un valor de $K_v = 0.363$ -
 (BTU/hr. ft. °F) y $K_{ma} = 1.138$ (BTU/hr. ft. °F). Lo cual
 muestra claramente que el agua es aproximadamente tres veces
 mejor aislante que la lutita.

(8.III)

$$(A.O = Q)Q = (S.O = Q)Q$$

Para una formación impregnada con agua, el -

coeficiente de conductividad termal resultante esta dado por:

$$K_t = K_{ma} \left(\frac{K_w}{K_{ma}} \right)^m \quad \text{(III.7)}$$

donde m, es aproximadamente la porosidad. Para mostrar el -
 efecto de la porosidad sobre la conductividad térmica, consi-
 deremos dos estratos lutíticos, uno con 20% y otro con 40% -
 de porosidad.

$$\text{con } \varphi=0.4 : K_t = 1.138 \left(\frac{0.363}{1.138} \right)^{0.4} = 0.724$$

$$\text{con } \varphi=0.2 : K_t = 1.138 \left(\frac{0.363}{1.138} \right)^{0.2} = 0.906$$

Usando estos resultados y suponiendo un gra-

diente de temperatura normal para la zona de 2 °F/100 ft co-

mo normal, se calcula el gradiente de presión que se encontra

- mación tiene un valor mucho menor de conductividad térmica
 - **ría abajo de la zona anormal, en un pozo que se estuviera**
 que el sílice, el agua es mejor aislante. Las tablas de con-
 - **perforando en lutitas compactadas de 20% de porosidad y encon-**
 ductividades térmicas muestran un valor de $K = 0.703$
 - **trara una zona bajocompactada de 40%. Para flujo de calor**
 $(BTU/hr \cdot ft^2 \cdot ^\circ F)$ y $K = 1.138$ (BTU/hr \cdot ft^2 \cdot ^\circ F). Lo cual
 - **en estado estacionario se cumple que en capas en serie, el**
 muestra claramente que el agua es aproximadamente tres veces
flujo de calor que atraviesa las capas es el mismo.
 mejor aislante que la lutita.

$$Q(\phi = 0.2) = Q(\phi = 0.4) \quad (III.8)$$

- Para una formación impregnada con agua, el

coeficiente de conductividad térmica resultante está dado por:

- **Sustituyendo la ecuación (III.6) expresada**

por medio de incrementos en (III.8) se tiene:

$$\frac{K_{eff}}{K_m} = \frac{K_{eff}}{K_m} \quad (III.9)$$

$$(K A_{st} \frac{\Delta T}{L})_{0.2} = (K A_{st} \frac{\Delta T}{L})_{0.4}$$

donde m es el espesor de la columna de lodo que se encuentra sobre la porosidad térmica, con

donde m es el espesor de la columna de lodo que se encuentra sobre la porosidad térmica, con

Simplificando:

$$(K \Delta T)_{0.2} = (K \Delta T)_{0.4}$$

Sustituyendo valores y despejando:

$$\Delta T_{0.4} = \frac{0.906}{0.724} (2^\circ F/100 \text{ ft})$$

$$\Delta T_{0.4} = 2.5 \text{ } ^\circ F/100 \text{ ft}$$

Cuando el pozo que se perfora avanza a tra--
 - **vés de una serie de formaciones, la columna de lodo circula-**
 a lo largo del agujero, de la boca al fondo y viceversa. Por

lo que, la temperatura del agujero no es la misma de las formaciones circundantes. De este modo, un registro de temperatura en un pozo recién perforado, es menos efectivo que si se toma varias horas o días después de dejar de circular, para fines de detección de zonas bajocompactadas.

La Fig. III.11 presenta el comportamiento del perfil de temperatura con respecto a la profundidad en una zona con presión anormal. Si no se corre el registro de temperatura en el pozo de estudio, se pueden leer datos, del encabezado de los otros registros tomados, de la temperatura máxima, correspondientes a la profundidad máxima alcanzada por la sonda. Estos puntos se grafican contra profundidad, obteniéndose resultados semejantes al de la Fig. III.11, si se cuenta con los suficientes datos.

III.1.3.5. Detección a partir de datos de Salinidad.

Se ha observado un aumento progresivo de concentración de sales del agua de formación con respecto a la profundidad en las rocas sedimentarias. El incremento de salinidad con respecto a la profundidad ha sido observado en casi todas las cuencas sedimentarias conocidas.

Durante la compactación, el agua escapa de las formaciones, y las partículas presentes en las arenas

lo que, la temperatura del agujero no es la misma de las for-
 maciones circundantes. De este modo, un registro de tempera-
 tura en un pozo recién perforado, es menos efectivo que si se
 toma varias horas o días después de dejar de circular, pa-
 ra fines de detección de zonas de compactación.

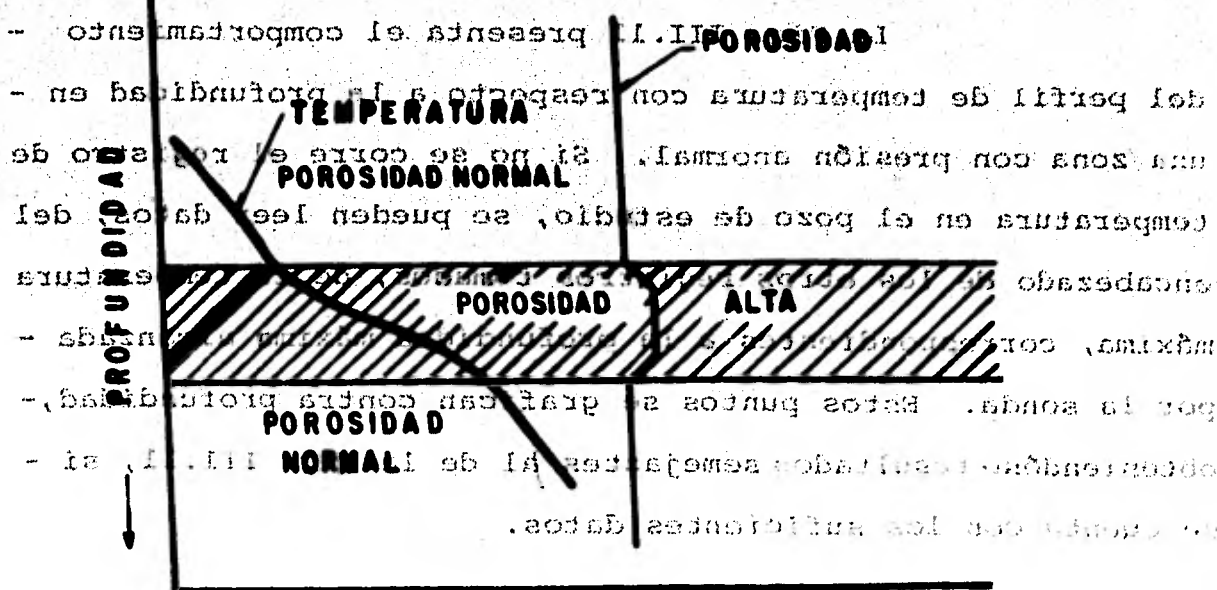
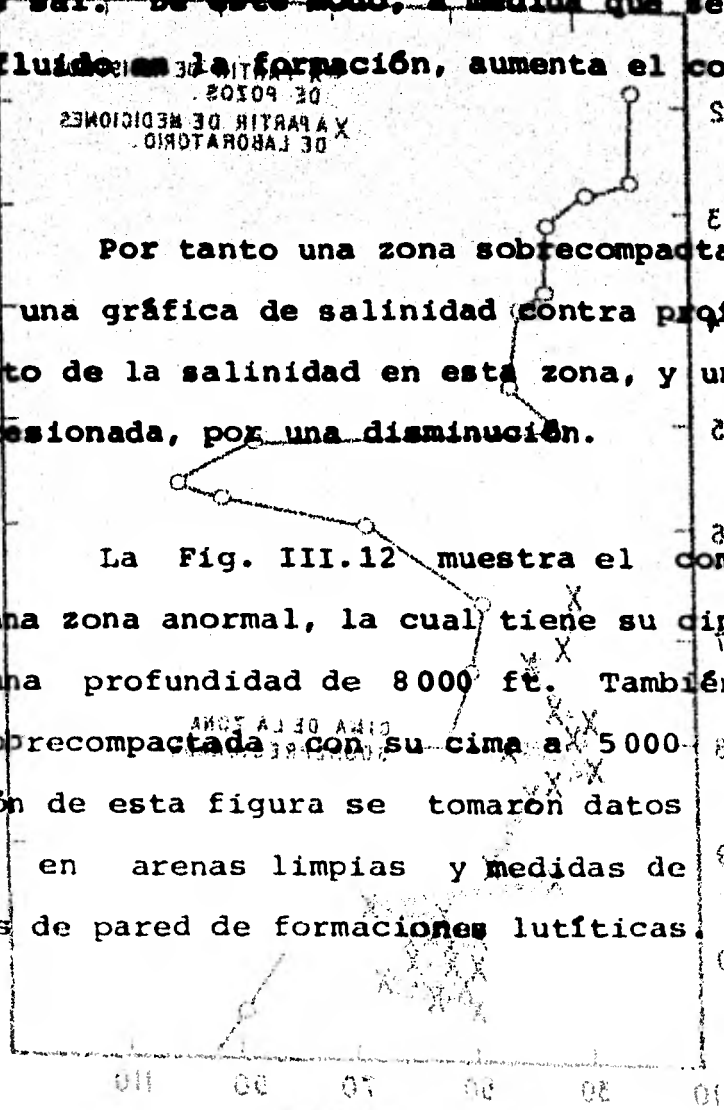


FIG. III.11 - COMPORTAMIENTO DEL PERFIL DE TEMPERATURA
 CON RESPECTO A LA PROFUNDIDAD EN UNA ZONA
 ANORMAL

actúan como membranas semi-permeables, inhibiendo el paso de los iones de sal. De este modo, a medida que se reduce el volumen de fluido en la formación, aumenta el contenido de sales.

Por tanto una zona sobrecompactada puede detectarse en una gráfica de salinidad contra profundidad, por un incremento de la salinidad en esta zona, y una zona anormalmente presionada, por una disminución.

La Fig. III.12 muestra el comportamiento típico de una zona anormal, la cual tiene su cima aproximadamente a una profundidad de 8000 ft. También se presenta una zona sobrecompactada con su cima a 5000 ft. Para la construcción de esta figura se tomaron datos derivados de registros en arenas limpias y medidas de laboratorio en muestras de pared de formaciones lutíticas.



III.1.3.6. Detección a partir de datos del factor de formación.

Se ha encontrado que la porosidad de los estratos lutíticos disminuye exponencialmente con respecto al esfuerzo vertical neto soportado por la roca, y debido a que

actúan como membranas semi-permeables, inhibiendo el paso de los iones de sal de la zona de mayor salinidad hacia la zona de menor salinidad, aumentando el volumen de las células y ocasionando la salida de los líquidos intracelulares.

Por tanto una zona sobrepresionada puede ser localizada en una gráfica de salinidad contra profundidad, por un incremento de la salinidad en esta zona, y una zona anormalmente presionada, por una disminución.

La Fig. III-12 muestra el comportamiento de la salinidad en una zona normal, la cual tiene una profundidad de 800 ft. También se presenta una zona sobrepresionada, la cual tiene una profundidad de 800 ft. En esta zona la salinidad es menor que la normal, lo que indica que el agua de la zona normal se está moviendo hacia la zona sobrepresionada.

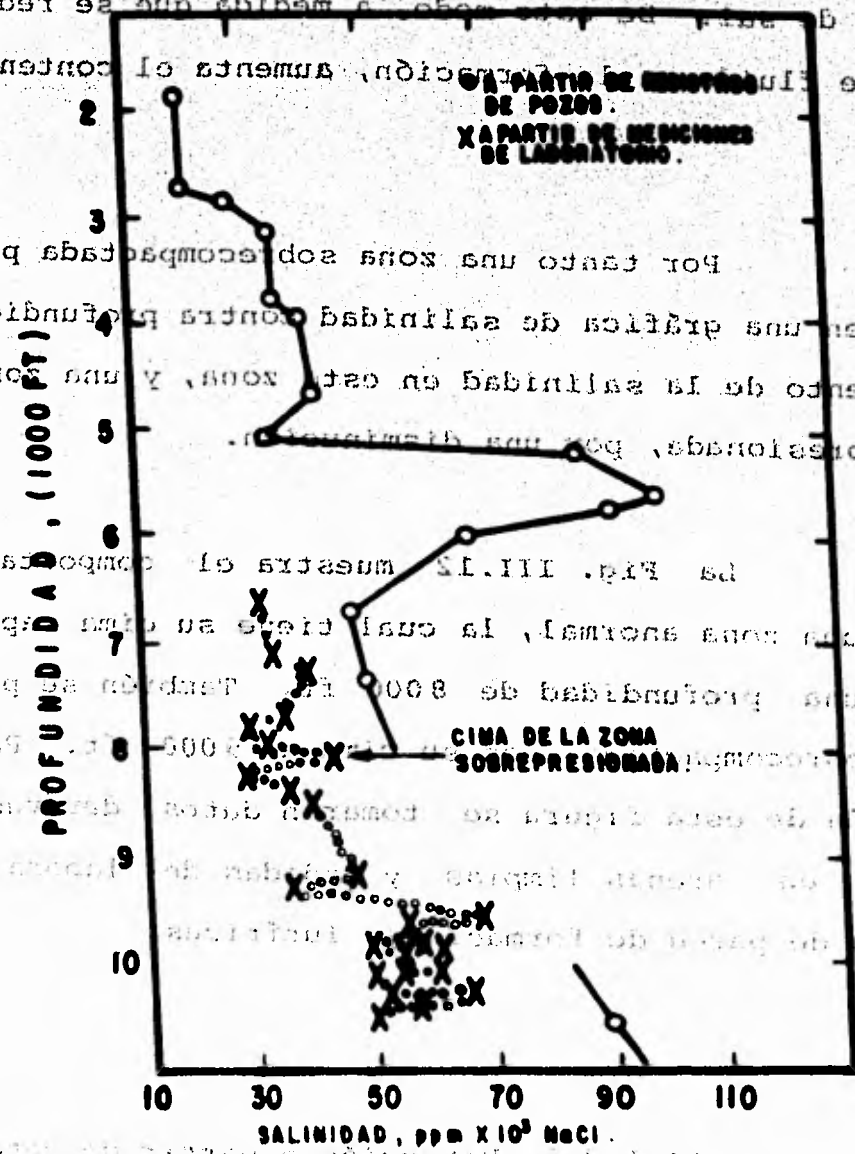


FIG. III-12- COMPORTAMIENTO DE LA SALINIDAD EN UNA ZONA SOBRESIONADA.

en las zonas de alta presión la porosidad es anormal, una gráfica de σ_v contra $\log \phi_{sh}$ muestra una desviación de los datos en esta zona hacia valores más altos (Foster y Whalen, febrero 1966), como se ilustra en la Fig. III.13.

También se encontró que es más conveniente trabajar con el factor de formación (parámetro calculado a partir de datos del registro de inducción) que con la porosidad misma, debido a que la disponibilidad del registro de inducción es mayor que la del registro sísmico de porosidad y/o rayos gamma.

Por medio de un desarrollo relativamente corto (Sección III.2.3) se llega a la conclusión de que el factor de formación de lutitas varía directamente con la profundidad; esto se visualiza mucho mejor si se toma en cuenta que el factor de formación varía inversamente con respecto a la porosidad.

Una zona anormal en una gráfica de factor de formación contra profundidad se manifiesta por un decremento en el factor de formación tal como el que se observa en la Fig. III.14. Cuando se atraviesa una zona sobrecompactada (o saturada de hidrocarburos) se presenta el efecto contrario, es decir, el factor de formación aumenta.

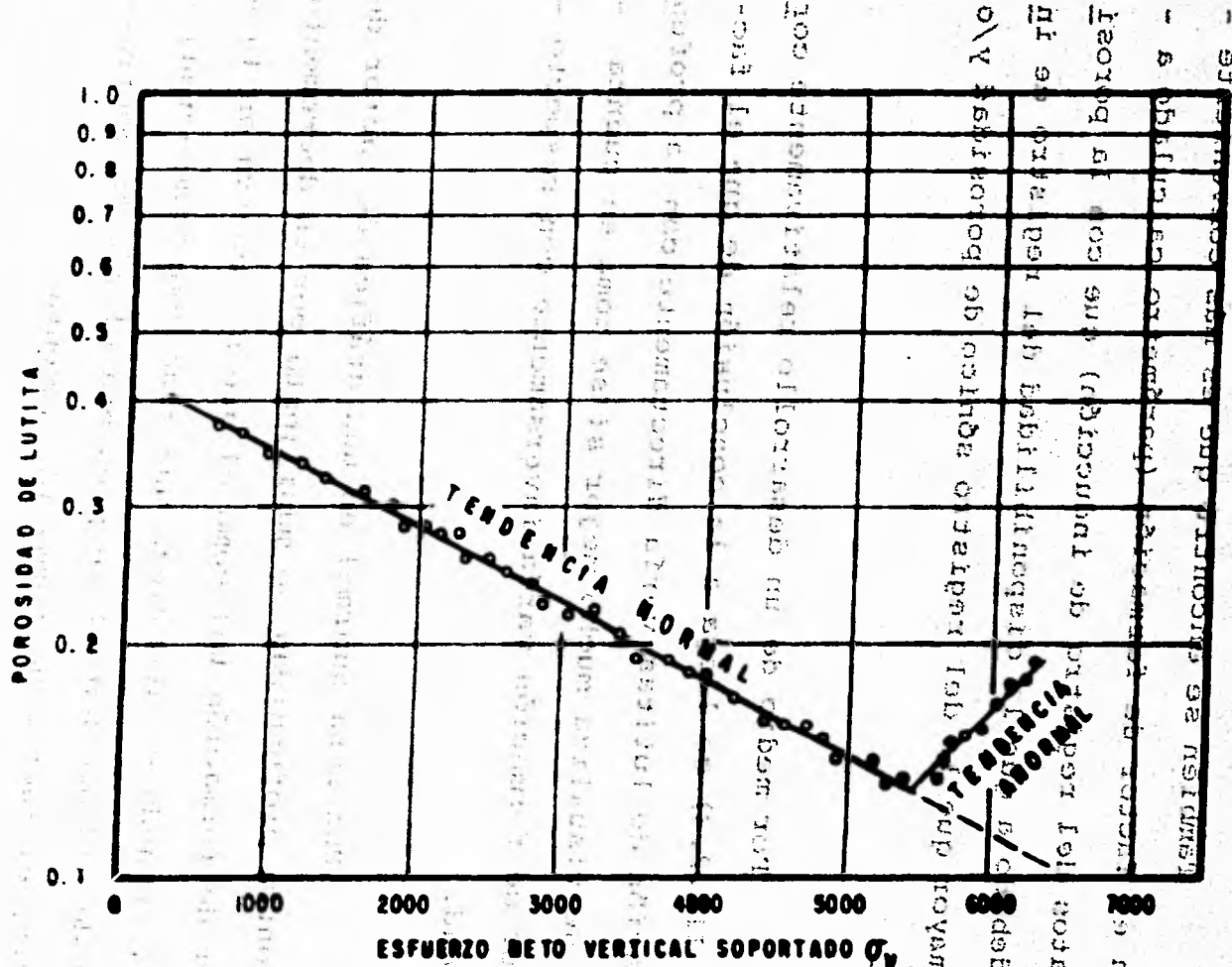


FIG. III-13.- COMPORTAMIENTO TÍPICO DE UNA GRÁFICA ϕ CONTRA σ_v EN UNA ZONA CON PRESIÓN ANORMAL.

registro base), como se ilustra en la Fig. III-13.
 Antes en esta zona había existido una zona (zona de fractura y ruptura)
 que se había formado por un proceso de fractura y ruptura de los
 en la zona de alta presión y por lo tanto se observó una --

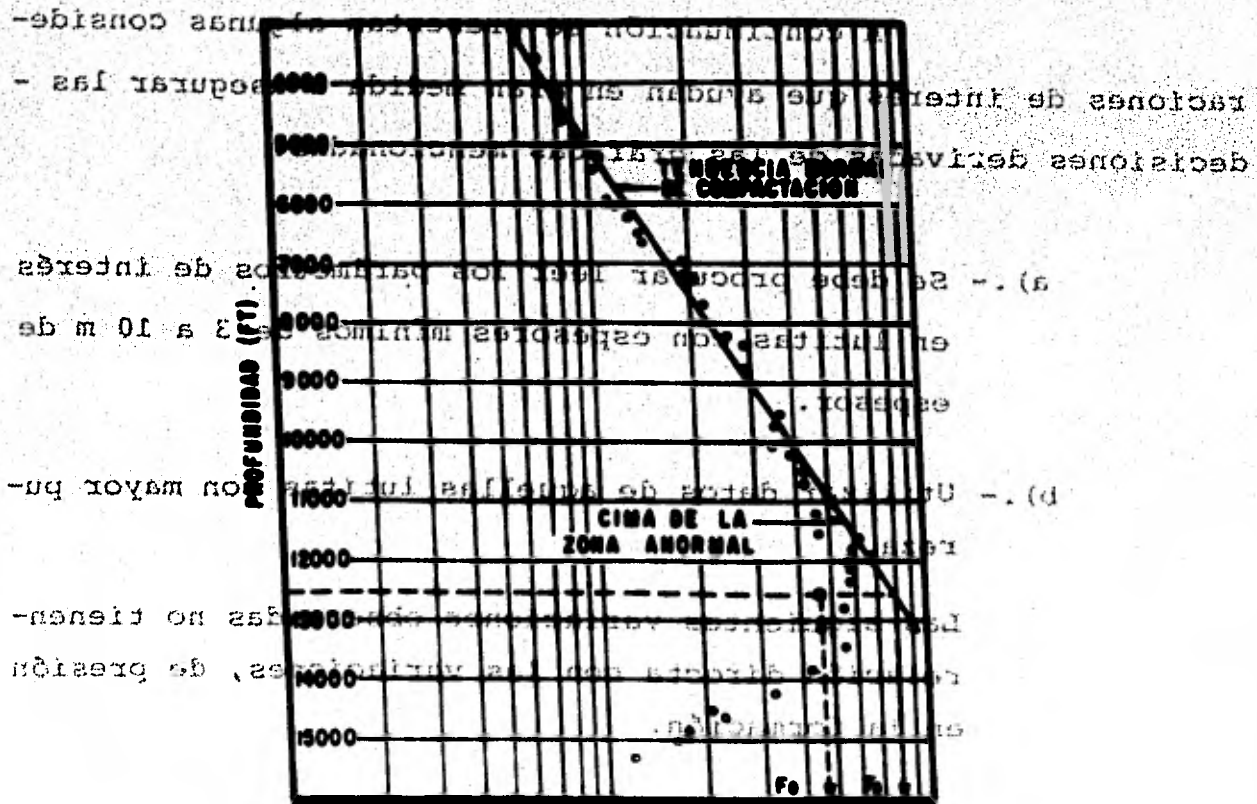


FIG. III-14 - GRAFICA DEL FACTOR DE FORMACION CONTRA PROFUNDIDAD MOSTRANDO UNA ZONA CON PRESION NORMAL.

III.1.4 Consideraciones para la Graficación.

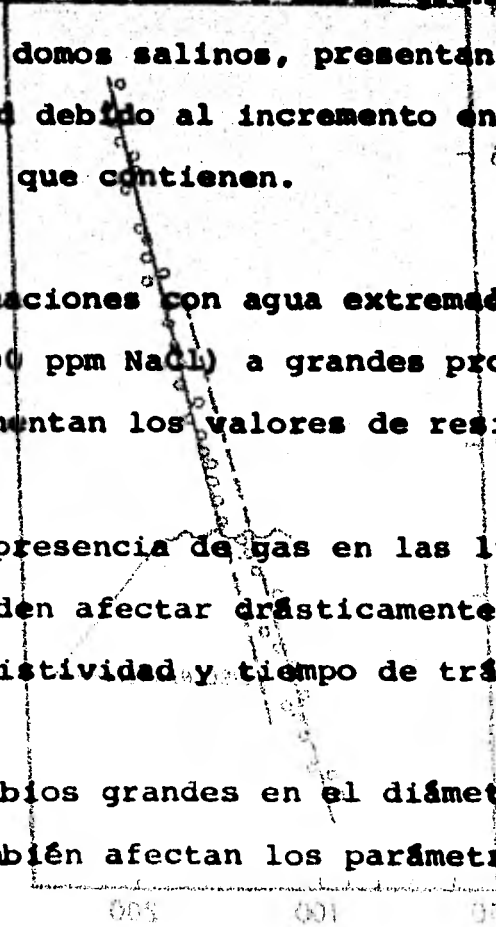
A continuación se presentan algunas consideraciones de interés que ayudan en gran medida a asegurar las decisiones derivadas de las gráficas mencionadas.

-
- a).- Se debe procurar leer los parámetros de interés en lutitas con espesores mínimos de 3 a 10 m de espesor.
- b).- Utilizar datos de aquellas lutitas con mayor pureza.

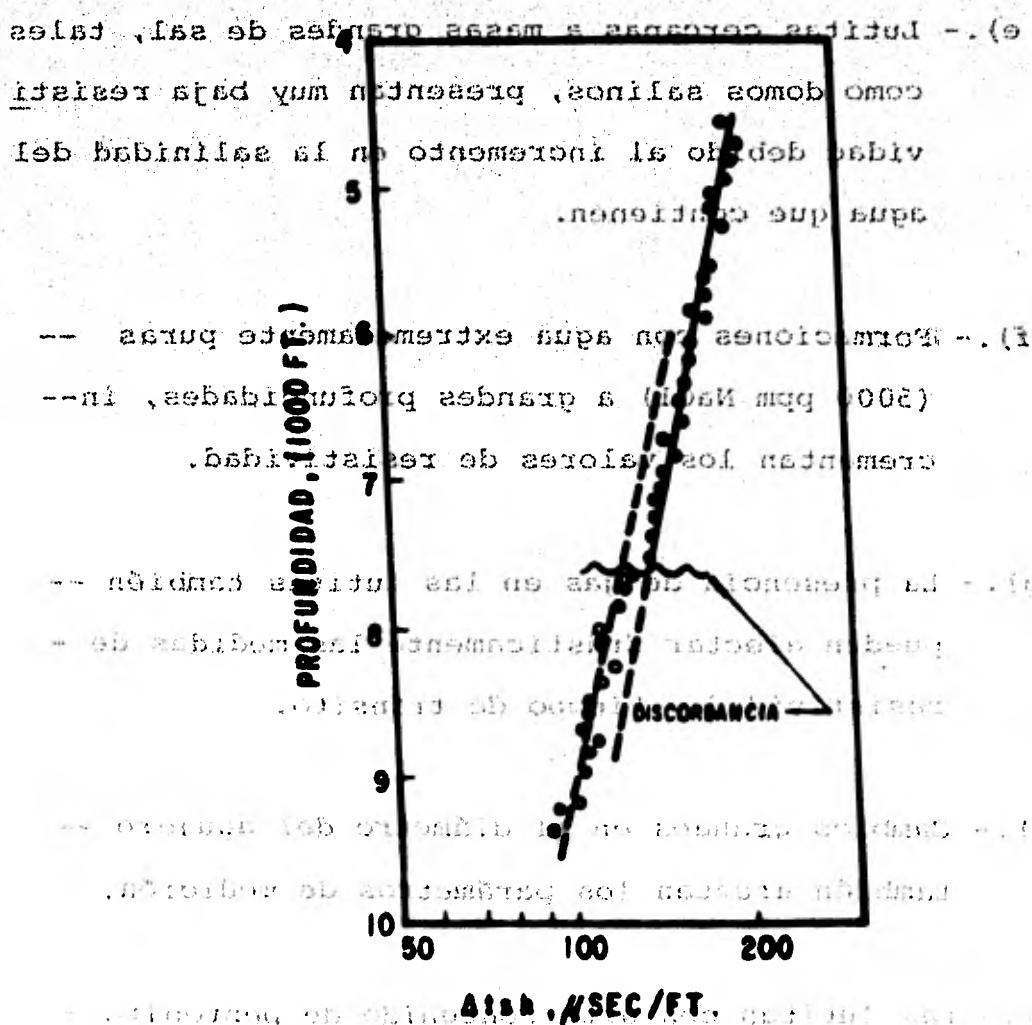
Las siguientes variaciones observadas no tienen relación directa con las variaciones, de presión en la formación.

- c).- Evitar los datos de resistividad arriba de una profundidad de 700 a 1000 m. Pues estas generalmente contienen agua con menor salinidad, teniendo como resultado valores altos de resistividad.
- d).- Tomar en cuenta cambios en la edad geológica, discordancias etc. ya que estos reflejan cambios drásticos en las propiedades de las lutitas. Lutitas de Mioceno y el Oligoceno en el área de la Costa del Golfo en E.U.A. tienen pro

piezometría eléctrica diferentes, las cuales causan una marcada desviación con respecto a la línea de tendencia normal. El efecto de una discordancia en el registro sónico, se ilustra en la Fig. III.15.

- 
- e).- Lutitas cercanas a masas grandes de sal, tales como domos salinos, presentan muy baja resistividad debido al incremento en la salinidad del agua que contienen.
- f).- Formaciones con agua extremadamente puras -- (5000 ppm NaCl) a grandes profundidades, incrementan los valores de resistividad.
- g).- La presencia de gas en las lutitas también -- pueden afectar drásticamente las medidas de resistividad y tiempo de tránsito.
- h).- Cambios grandes en el diámetro del agujero -- también afectan los parámetros de medición.
- i).- Las lutitas con alto contenido de bentonita -- presentan muy bajos valores de resistividad, lo cual sugiere altas presiones de formación que generalmente no existen.

- pedadas eléctricas diferentes, las cuales con
 - san una marcada desviación con respecto a la
 - línea de tendencia normal. El efecto de una
 - discordancia en el registro sísmico, se ilustra
 en la Fig. III.15.



1000 F./SEC/FT.
FIG. III.15. - CAMBIO DE LA TENDENCIA NORMAL DEBIDO A UNA DISCORDANCIA

j).- Evitar tomar lecturas en zonas lutíticas con de-
rumbos severos, ya que todas las herramientas -
utilizadas son afectadas en su respuesta.

k).- En espesores grandes de lutitas, frecuentemente-
se observa que el gradiente de presión es función
de la proximidad a la arena permeable adyacente.

Generalmente, los gradientes de presión disminu-
yen con respecto a la aproximación a la arena. -

Esto tiene claras implicaciones para las operacio-
nes de perforación. Altas densidades de lodo -
son necesarias para prevenir derrumbes y desmorro-
namientos de las lutitas, pero al mismo tiempo,
se tendrán pérdidas de circulación en las arenas
adyacentes con menor presión. En tales casos se
deben regraficar los valores del parámetro en -
cuestión sobre una escala expandida de profundi-

dad para observar con más detalle estos cambios-
en los gradientes de presión.

Indudablemente que la tendencia tomada debe-
ser realística, debido a que es la base para interpretaci-
ón y la evaluación cuantitativa. Las tendencias normales de -
compactación llegan a ser extremadamente importantes en pozos
profundos, debido a que con un incremento de profundidad --

Evitar tomar lecturas en zonas lúfitas con de-
cualquier desviación de la tendencia correcta se acrecenta,
- rimpas severas, ya que todas las herramientas
agravando los errores en la cuantificación de presiones. No
utilizadas son afectadas en su respuesta.
hay una regla general sobre cómo establecer tendencias norma

les de compactación; por tanto, la experiencia y conocimien-
- En espesores grandes de lúfitas, frecuentemente
to del campo son factores decisivos para una buena evalua-
se observa que el gradiente de presión es función
ción.

de la proximidad a la arena permeable adyacente.

Generalmente, los gradientes de presión disminuan
III.1.5. Distribución de Fluidos.

yen con respecto a la aproximación a la arena.

Esto tiene claras implicaciones para las operacio

Existen una multitud de estudios similares -
nes de perforación. Altas densidades de lodo
que intentan relacionar la distribución de aceite y gas con-
son necesarias para prevenir derrumbes y decaer
simples parámetros o combinaciones de los mismos, tales como:
mantenidos de las lúfitas, pero al mismo tiempo,
tiempo geológico y edad de las formaciones, profundidad, pre-
se tendrían pérdidas de circulación en las arenas
sión, temperatura, etc. Sin embargo, en la naturaleza está-
adyacentes con menor presión. En tales casos se
actuando una combinación de varios factores superpuestos con
- debera correlacionar los valores del parámetro en
diferente grado de importancia.

cuando se trata de arenas expandidas de producción.

Las arenas expandidas con alta resistividad son las

Recientemente se ha presentado una correla--
- relación de resistividad con la

ción generalizada entre el perfil típico de resistividad de

lutitas y la distribución de aceite y gas para el área de la

Costa del Golfo, E. U. A. La aplicación de esta correlación

puede indicar si es posible que exista producción comercial-

de hidrocarburos abajo de la profundidad a la cual el pozo -

ha sido perforado y decidir si se continúa o no la perfora--

ción.

El significado de esta correlación estadística, ampliamente desarrollada y probada, está basada en el análisis de cientos de pozos en todos los rangos de presión en pozos productivos comercial y no comercialmente explotables.

El perfil típico mostrado en la Fig. III.16 está basado sobre la información recopilada de la curva normal corta y no es aplicable a cualquier otra medida de resistividad o conductividad.

Muchas de las zonas productoras en el área de la Costa del Golfo son penetradas por una tubería protectora. Datos estadísticos muestran que el 90% de los campos petrolíferos comerciales se encuentran en zonas con presiones normales y con presiones anormales abajo de 13 ppg (1.56 g/cm³), correspondiente a una relación de resistividades de 1.6, Fig. III.16. Los requerimientos de peso de lodo que exceden a 13 ppg, generalmente requieren una tubería protectora para evitar pérdidas de circulación y/o pegaduras de la tubería de perforación debidas a la presión diferencial generada.

Cerca del 99% de todos los yacimientos de aceite y gas se encuentra en las zonas A y B. Esta observación es de gran importancia económica debido a que el costo de una buena terminación en formaciones anormalmente presionadas pueden llegar a ser excesivamente alto, ya que un gran

El significado de esta correlación estadística es, ampliamente desarrollada y probada, está basada en el análisis de cientos de pozos en todos los rangos de presión en pozos productivos comercial y no comercialmente explotados.

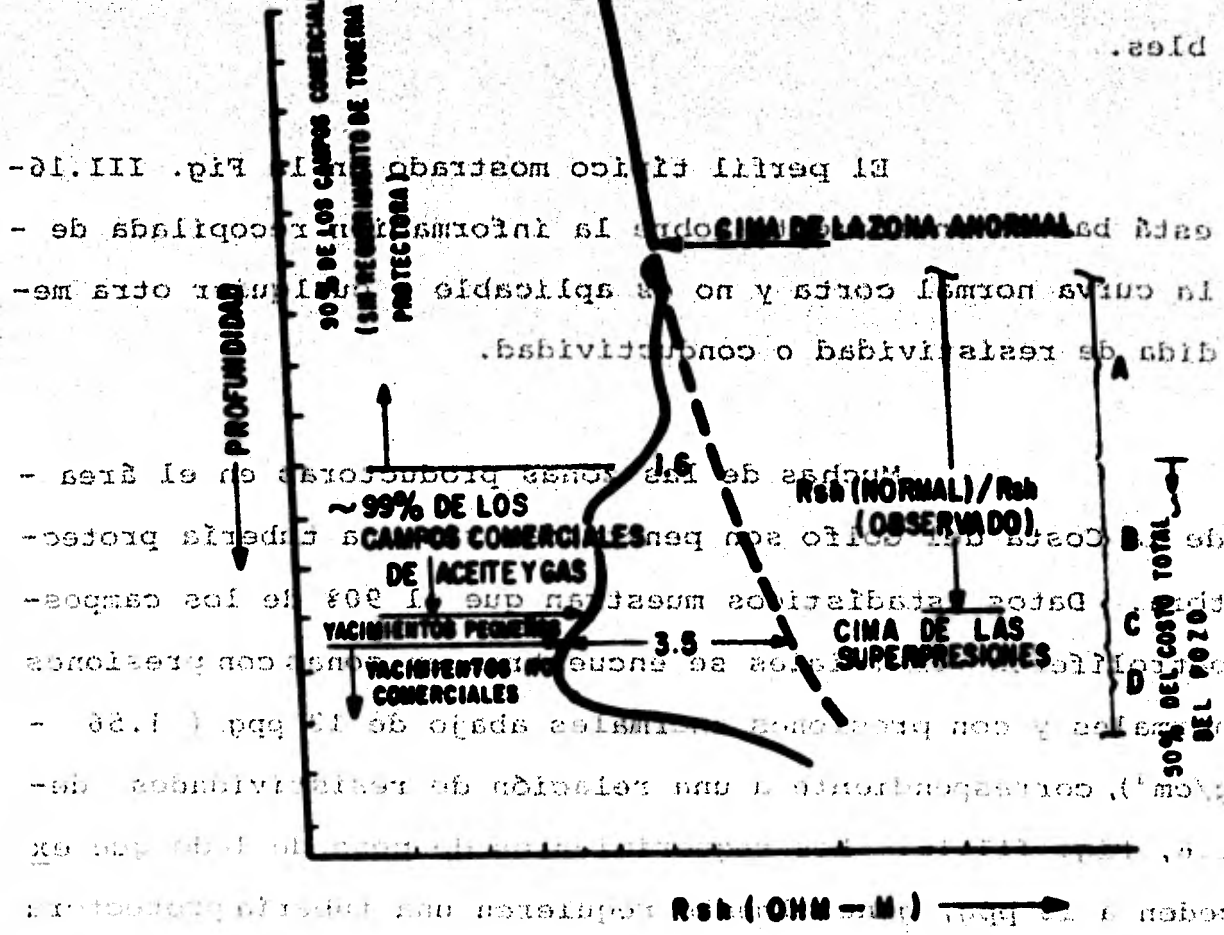


FIG. III. 16.- CORRELACION ENTRE EL COCIENTE DE RESISTIVIDADES Y LA DISTRIBUCION DE HIDROCARBUROS.

porcentaje de dinero se gasta usualmente donde las grandes -

sobrepressiones son atravesadas por el pozo.

Como puede observarse del perfil típico de -

cociente de resistividades, un número sustancial de yacimien-

tos de gas y/o aceite se localizan en zonas sobrepressionadas.

Sin embargo, se nota que con un incremento en la relación de

resistividades, los yacimientos llegan a ser más pequeños en

tamaño.

En la región llamada de superpressiones, Fig.

III.16, como en la zona D, no se encuentran yacimientos co-

merciales. Estos intervalos se caracterizan por sus elevadas

pressiones y rápidos depresionamientos. Además, muchas de -

las formaciones que exhiben altas presiones solamente contie-

nen agua con gas en solución. Las muestras de pared y los -

registros de pozos generalmente indican condiciones favora-

bles a la producción comercial debido al considerable volu-

men de gas en solución.

En la Fig. III.16 las escalas son omitidas -

debido a que los valores específicos dependen del área.

Es importante notar que las observaciones -

para la construcción de la correlación pertenecen a cuencas-

geológicas consecuentes de arena-lutitas y no es aplicable

para zonas con secciones de carbonatos masivos.

Correlaciones similares a la mostrada pueden desarrollarse para datos de tiempo de tránsito encontrados a

partir del registro sónico de porosidad si se cuenta con su ficientes registros de este tipo.

Se ha tenido más éxito en el uso de perfiles de resistividad para determinar medios favorables para la

acumulación de hidrocarburos que con el gradiente real de presión de formación como lo intentaron anteriormente

investigadores. Uno puede usar el parámetro de relación de resistividades como una función de los efectos superpuestos

de presión, temperatura y salinidad del agua de formación; esto es, que los conceptos termodinámicos y geoquímicos son

tomados en cuenta.

La correlación presentada corresponde al área de la Costa del Golfo, pero por experiencia se ha demostrado

que el modelo es válido para la zona de California y varias otras cuencas con secuencias de arenas y lutitas del Tercia-

rio alrededor del mundo.

III.2. EVALUACION

La evaluación de las presiones de formación juega un papel muy importante, en las operaciones de perfora

ción, ya que constituye la base fundamental para la programación adecuada de lodos de perforación en pozos vecinos. Como ya se indicó, el ritmo de penetración depende, entre otros parámetros, de la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo y la de las formaciones atravesadas, haciéndose óptima a medida que el peso de lodo se aproxima a la densidad equivalente de la presión de formación. Por tanto, la utilización de densidades de lodo excesivas aumentan el precio del pozo al disminuir el ritmo de penetración y aumentar el costo del fluido de perforación.

En este capítulo se describen algunas de las

técnicas más utilizadas para la estimación cuantitativa de las presiones de formación.

III.2.1. Método de Hottman y Johnson.

Este método empírico argumenta que la presión

de los fluidos en cuerpos lutíticos puede ser estimada a partir del uso de los datos obtenidos de los registros de resistividad y sísmico, y por tanto en las formaciones permeables y porosas adyacentes.

Se ha encontrado como se indicó anteriormente que la resistividad de los estratos lutíticos disminuye en

... y que constituye la base fundamental para la programación de las zonas bajocompactadas y que la porosidad aumenta. Y además, que las medidas de resistividad y porosidad reflejan en cierto modo, la presión en los poros de la lutita.

El algoritmo propuesto por este método para la estimación de la presión en zonas geopresionadas consiste en encontrar una tendencia de resistividad de lutitas contra la profundidad para un área dada. Los datos son obtenidos de los registros eléctricos estándar de resistividad. Se recomienda tomar las lecturas de la curva normal amplificada por su facilidad de lectura ya que se evitan correcciones posteriores.

Estas tendencias en un área dada, reflejan la tendencia normal de compactación como una función de la profundidad, Fig. III.6. En las zonas bajocompactadas los datos de resistividad divergen de la tendencia normal hacia valores más bajos, mostrando con esto una alta porosidad.

Este grado de divergencia de un punto dado al establecido por la tendencia normal, se utiliza para encontrar el gradiente de presión de formación.

La información pertinente usada para establecer esta relación empírica, es la siguiente: Mediciones de

presión de formación y de la relación de resistividades de la normal a la observada, a varias profundidades.

Esta información se grafica, si es posible, utilizando numerosos pozos con información disponible en el área, Fig. III.17. Esta figura muestra que un incremento en la relación de resistividades significa un incremento en el gradiente de presión.

Para estimar la presión de formación de las capas adyacentes a las lutitas, se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación:

- 1.- Establecer una tendencia de compactación normal para el área en estudio, utilizando datos de resistividad de lutitas de varios pozos.
- 2.- Hacer una gráfica semilogarítmica de resistividad contra profundidad para el pozo en estudio, similar a la de la Fig. III.6.
- 3.- Determinar la cima de la zona geopresionada, tomando en cuenta que a esta profundidad los puntos graficados empiezan a divergir de la tendencia normal establecida previamente.

COEFICIENTE DE RESISTIVIDADES ($\frac{R_o}{R_n}$)
 1.0
 5

DATOS DE HORTMAN AND JOHNSON
 COEFICIENTE DE RESISTIVIDADES CONTRA PROFUNDIDAD PARA ADAPTAR A LA INFORMACION Y EL
 FIG. III.17 - RELACION ENTRE EL GRADIENTE DE PRESION DE FORMACION Y EL

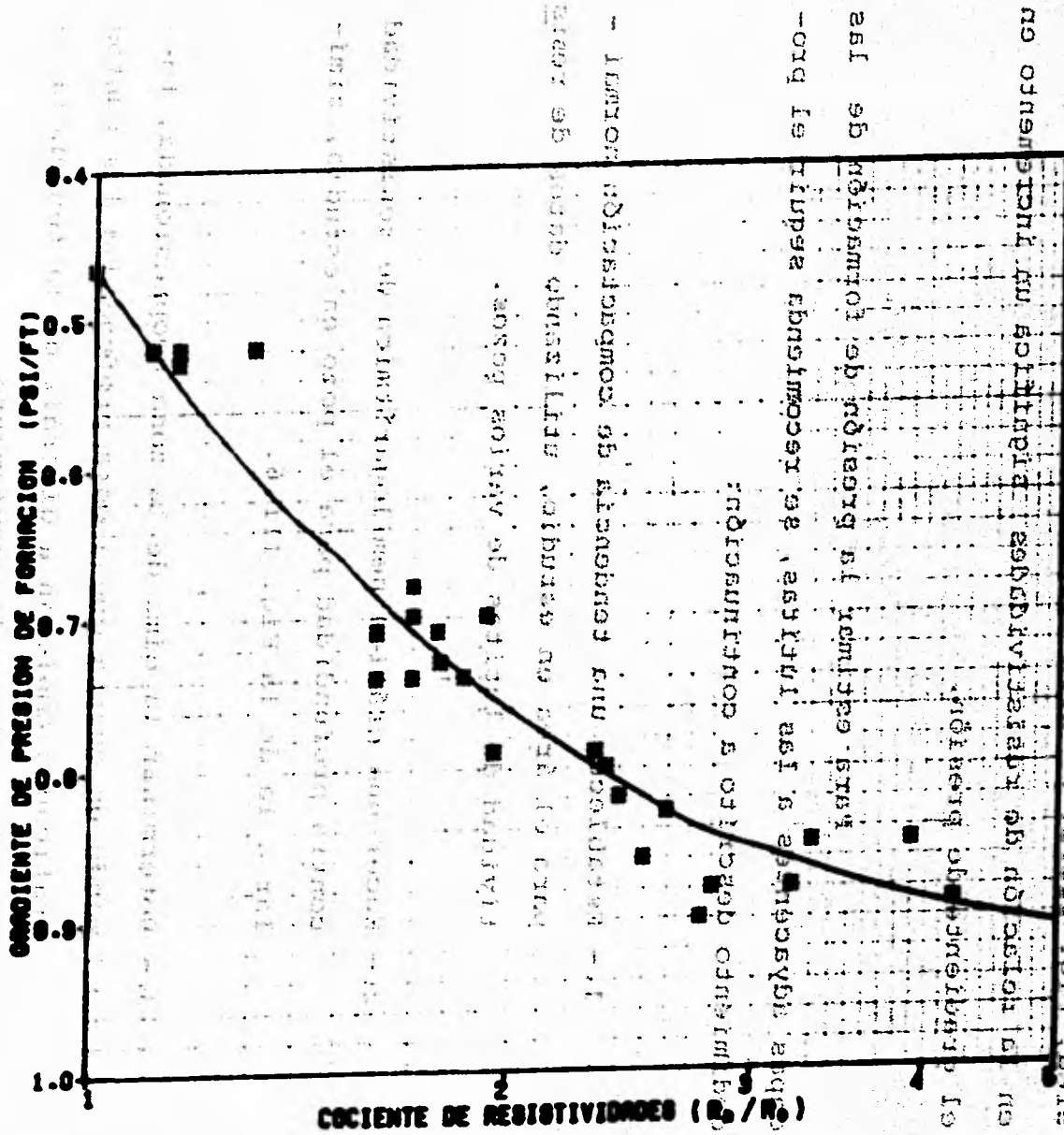


Fig. II-17.- RELACION ENTRE EL GRADIENTE DE PRESION DE FORMACION Y EL COCIENTE DE RESISTIVIDADES. CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE HOTTMAN AND JOHNSON.

LA FORMA DE LA CURVA, ADEMAS DE LAS DIFERENCIAS, ASPECTOS INDICADOS EN EL GRADIENTE DE FORMACION Y DE LA RESISTENCIA DE RESISTIVIDADES DE -

ESTA INFORMACION SE DETERMINA, ASÍ COMO EN EL -

ESTUDIO DE LAS MUESTRAS QUE SE INCREMENTA -

CON UNOS NUMEROS DE INFORMACION QUE SE OBTIENE EN EL -

ESTUDIO DE LAS MUESTRAS QUE SE INCREMENTA EN EL -

4.- El gradiente de presión de formación, a cualquier profundidad, se encuentra por medio de los siguientes

pasos:

a) Con la gráfica construida en el paso 2 se obtienen los valores de resistividad normal y

observada de las lutitas, como se muestra en

la Fig. III.6.

b) Calcular el cociente entre la resistividad normal y la resistividad observada de las lutitas.

c) Con la información del inciso b), y la gráfica de la Fig. III.17 se encuentra el gradiente de presión a la profundidad escogida.

5.- La presión se obtiene multiplicando la profundidad por el gradiente de presión de formación.

6.- Con la repetición de los pasos anteriores, a varias profundidades, es posible construir un perfil de resistividad contra profundidad.

Quando se cuenta con datos de tiempo de tránsito, leídos del registro sónico de porosidad, se puede aplicar el mismo procedimiento establecido para valores de resis

El gradiente de presión de formación a cualquier actividad en este caso, se maneja los datos como se muestra en la Fig. III.8 y también se utiliza una relación empírica, del gradiente de presión de formación contra la diferencia de tiempos de tránsito ($\Delta t_0 - \Delta t_n$), como la de la Fig. III.17. Es importante indicar que tanto la Fig. III.17 como la Fig. III.18, corresponden a datos del área de la Costa del Golfo de Estados Unidos. Por tanto, deben desarrollarse relaciones semejantes para cada área en estudio.

III.2.2. Método de Eaton.

Los datos de los registros y las medidas de presión en los pozos indican que existe una relación entre ellos. La ecuación de correlación puede ser establecida de la siguiente forma:

$$p/D = f(R_n/R_0) \quad (III.9)$$

cuando se dispone de datos de resistividad y

$$p/D = f(\Delta t_0 - \Delta t_n) \quad (III.10)$$

cuando se tienen datos de tiempo de tránsito de las lutitas.

Es decir que:

$$\frac{R_n}{R_0} = f(p/D) \quad (III.11)$$

o bien:

$$\Delta p_o - \Delta p_n = f(p/D)$$

(III.12)

Utilizando la ecuación (II.4) se puede establecer que:

(III.13)

$$p/D = f(S/D, \alpha/D)$$

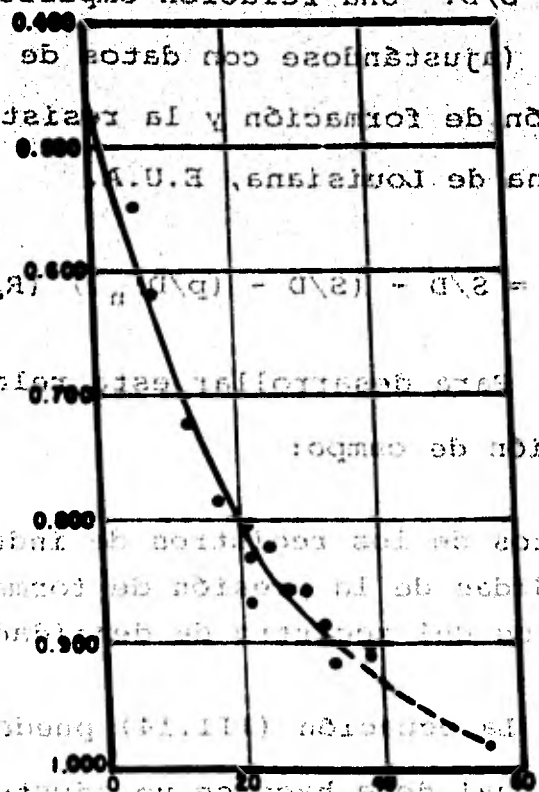
Los parámetros de R_{sh} y Δp_{sh} son a su vez fun-

ciones de α/D , S/D . Una relación empírica se desarrolló por

ensaye y error (ajustándose con datos de campo), la cual rela-

ciona la presión de formación y la resistividad de las lutit-

as para la zona de Louisiana, E.U.A.



(III.14)

FIG. 16 - RELACION ENTRE EL GRADIENTE DE PRESION DE FORMACION Y LA DIFERENCIA ENTRE EL TIEMPO DE TRANSITO OBSERVADO Y NORMAL EN LUTITAS.

o bien:

$$\Delta t_o - \Delta t_n = f(p/D) \quad (III.12)$$

Utilizando la ecuación (II.4) se puede establecer que:

$$p/D = f(S/D, \sigma/D) \quad (III.13)$$

Los parámetros de R_{sh} y Δt_{sh} son a su vez funciones de σ/D , S/D . Una relación empírica se desarrolló por ensaye y error (ajustándose con datos de campo), la cual relaciona la presión de formación y la resistividad de las lutitas para la zona de Louisiana, E.U.A.

$$p/D = S/D - (S/D - (p/D)_n)^{0.8} (R_o/R_n)^{1.5} \quad (III.14)$$

Para desarrollar esta relación se necesitó mucha información de campo:

- Datos de los registros de inducción.
- Medidas de la presión de formación en los pozos.
- Datos del registro de densidad.

La ecuación (III.14) puede aplicarse en otras áreas, para lo cual debe hacerse un ajuste del exponente de la relación de resistividades (exponente de la ecuación de Eaton) con datos prácticos de campo.

Haciendo un análisis detallado de la ecuación (III.4), se observa que para condiciones de presión normal se puede expresar:

(III.15)

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \left[\frac{s}{D} - \left(\frac{P}{D}\right)_n\right] \left(\frac{R_o}{R_n}\right)^a \quad (III.15)$$

y para zonas bajocompactadas:

Del mismo modo se cuenta con información

- "b" al menos para calcular el exponente de formación de presión $\left(\frac{P}{D}\right)_n$ (III.16)
- la presión de formación puede ser estimada con la ayuda de la siguiente ecuación:

Sustituyendo (III.14) en (III.16) haciendo -

variable el exponente de la ecuación de Eaton, se puede escribir:

$$\left(\frac{\sigma}{D}\right)_{an} = \left[\frac{s}{D} - \left(\frac{P}{D}\right)_n\right] \left(\frac{R_o}{R_n}\right)^a \quad (III.17)$$

Los valores de $\left(\frac{P}{D}\right)_n$ y $\left(\frac{R_o}{R_n}\right)^a$ son diferentes en las ecuaciones (III.14) y (III.15). El valor del exponente de la ecuación de Eaton, construye el parámetro que dificulta la

Es importante hacer notar que si $R_o = R_n$, se cae en el caso particular de presión normal.

Se han encontrado expresiones semejantes a la ecuación (III.14) para relacionar la presión de formación con el tiempo de tránsito, conductividad y exponente "d_c". Si se tienen disponibles datos de conductividad, la ecuación apropiada es:

$$\frac{P}{D} = \frac{s}{D} - \left[\frac{s}{D} - \left(\frac{P}{D}\right)_n\right] \left(\frac{C_n}{C_o}\right)^a \quad (III.18)$$

Con datos obtenidos del registro sísmico de porosidad, se puede utilizar la siguiente expresión:

(III.19)

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_0} \right)^{\alpha} \quad (III.19)$$

Y para zonas de sobrecarga:

Del mismo modo si se cuenta con información suficiente de perforación, para calcular el exponente "d_c", - la presión de formación puede ser estimada con la ayuda de la siguiente ecuación:

Substituyendo (III.14) en (III.18) haciendo

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left(\frac{d_{c0}}{d_{cn}} \right)^{\alpha} \quad (III.20)$$

(III.20)

Los valores del exponente "α" son diferentes en las ecuaciones (III.14), (III.19) y (III.20), siendo iguales para (III.14) y (III.18). El valor del exponente de la

ecuación de Eaton, constituye el parámetro que dificulta la aplicación del método y debe ser evaluado con datos sobre condiciones de presión de formación y datos recabados de los registros geofísicos de explotación, correspondientes al área en estudio.

La presión de formación puede determinarse por medio del siguiente procedimiento:

1.- Determinar el gradiente de sobrecarga (S/D) por medio de datos del registro de densidad del pozo, o bien de pozos vecinos, con el procedimiento indicado anteriormente, - al exponer la definición de presión de sobrecarga.

2.- Estimar el gradiente normal de presión de formación ($\frac{P}{D}$) a partir de datos disponibles de presión en los pozos del área en las zonas normales o en su defecto, indirectamente de algunas medidas de densidad de agua obtenidas en laboratorio.

Con las ecuaciones (III.14) y (III.18) a (III.20)

3.- Ajustar una tendencia normal de compactación a partir de los datos representativos del área en cuestión.

4.- Obtener los cocientes de resistividades, conductividades, tiempos de tránsito y/o exponentes " d_c ", de las ecuaciones (III.14) y (III.18) a (III.20), a partir de las gráficas de los datos correspondientes, tal y como se observa en las Figs. III.6 a III.8.

III.3. Método de Foster y Whalen

5.- De la tendencia normal de compactación ajustada, leer el valor del parámetro normal correspondiente y de la región de los datos desviados, a la misma profundidad, el valor observado.

6.- Una vez conocidos todos estos parámetros, evaluar el exponente de acuerdo con la siguiente expresión (con el uso de datos de resistividad):

$$\alpha = \frac{\ln \frac{S/D - p/D}{S/D - (p/D)_n}}{\ln \frac{R_n}{R_n}} \quad (III.21)$$

Este cálculo se efectúa para varias profundidades en varios pozos, en los cuales se tengan mediciones de presión, y se elige un valor representativo del exponente para el área en estudio.

Laboratorio.

7.- Con las ecuaciones (III.14) y (III.18) a (III.20), calcular los correspondientes valores de los gradientes de presión de formación, a las profundidades de interés.

En el apéndice B se presentan dos programas diseñados para el cálculo de los valores del exponente de las ecuaciones presentadas y en la estimación de la presión de formación, uno de ellos utilizando calculadora TI-58 ó 59 y otro para HP-41C.

III.2.3. Método de Foster y Whalen

La porosidad disminuye con un aumento en la profundidad para una roca de tipo y composición uniforme debido a la compactación de la roca y a la expulsión de fluidos. Hubbert y Rubey discutieron ésto con gran detalle y concluyen, "se infiere que en una arena existe, para cada valor de porosidad (g), algún valor de σ_v que la arena puede soportar sin una compactación posterior". Por tanto, se establece que la porosidad es una función del esfuerzo vertical soportado por la roca:

$$g = f(\sigma_v) \quad (III.22)$$

A partir de lo cual se obtiene la siguiente ecuación:

(III.23)
$$C_p = 100 \left(\frac{K_{sh}}{K_v} \right)^{-1}$$

Si consideramos estratos lutíticos se tiene:

donde A_{sh} es el tiempo de tránsito de las lutitas y A_{sh} es el tiempo de tránsito de las arenas y las curvas se hacen semejantes en porosi-

dad. El valor de C_p depende de la provincia geológica, y se puede variar entre 0.8 y 1.2. Algunos autores

Analizando esta última ecuación, se observa que se trata de una función exponencial, y que por tanto, al

graficar $\log P$ contra C_p se tiene una línea recta de forma

similar a la que se presenta en la Fig. III.13. La relación

existente entre la porosidad y el esfuerzo vertical soporta-

do por la roca se puede establecer de la siguiente manera:

a) Determinar la porosidad de las formaciones lu-

títicas atravesadas por medio del regis-

tro sísmico de porosidad:

En esta ecuación a diferencia de la (III.5) se observa que se ha introducido un factor de corrección C_p :

(III.25)
$$C_p = \frac{\Delta t_m - \Delta t_{sh}}{\Delta t_m - \Delta t_g}$$

cuando la ecuación (III.5) se aplica a arenas limpias no compactadas, invadidas de agua salada, las porosidades obteni-

das resultan muy grandes, por lo cual se introduce un factor

de corrección por falta de compactación.

Del estudio de un gran número de registros de arenas limpias, no consolidadas e invadidas de agua, se ha

encontrado que la ecuación (III.25) se satisface razonable-

mente por medio de la corrección empírica aplicada.

El factor de corrección C_p se define como:

(ES.III)

$$C_p = 100 / \Delta t_{sh} \quad (III.25')$$

donde Δt_{sh} es el tiempo de tránsito de las lutitas adyacentes a las arenas a las cuales se desea determinar su porosidad. El valor de c' depende de la provincia geológica, y según algunos autores, puede variar entre 0.8 y 1.2. La constante 100 corresponde al valor máximo de Δt_{sh} encontrado, restando el cual la ecuación (III.5) no se cumple, o sea cuando la lutita y las formaciones adyacentes no están compactadas.

Aunque en el desarrollo empírico original se ha tomado como objetivo principal la determinación de la porosidad en arenas, esta corrección ha dado buenos resultados cuando se aplica a lutitas.

Entonces para encontrar un perfil de porosidad contra profundidad a partir del tiempo de tránsito se utiliza la ecuación (III.5) para valores de Δt_{sh} menores de 100 y la (III.25) para mayores (zonas someras o sobrepresionadas). La porosidad puede obtenerse también del registro de rayos gamma-neutrón.

b) Calcular σ_v a cada profundidad en la que se conozca el valor de la porosidad, suponiendo que la presión de formación es normal, donde σ_v/D se calcula de acuerdo a la ecuación (III.15). Si se tiene un valor del gradiente de sobrecarga de 1.0 psi/ft y un valor de 0.465 para el gradiente de presión normal en la zona el valor del gradiente del esfuerzo vertical

soportado por la roca es de 0.535 psi/ft. El
gradiente de presión de sobrecarga debe deter-
minarse, siempre que sea posible, a partir del
registro de densidad.

El registro de inducción o el eléctrico son-
- a Graficar en papel semilogarítmico p_{sp} contra σ_v contra -
- a través de todas las secciones geológicas a σ_v a esas profundidades es menor que el esfuerzo normal, ya
- este tipo de registros, es más conveniente trabajar con el
- Si se presentan presiones anormales en la -
- sección por analizar, entonces exista un punto en el cual -
- los datos se apartan de la tendencia normal. Esto ocurre -
- debido a que, en la preparación de la gráfica, se suponen -
- presiones normales en estos puntos, lo cual es falso, y el -
- σ_v a esas profundidades es menor que el esfuerzo normal, ya
- que el fluido ayuda a soportar parte de la sobrecarga.

(III.27)

Para estimar la presión en el caso de forma-
- ciones bajocompactadas, primero se localiza un punto sobre -
- la tendencia normal que tenga la misma porosidad que aquel -
- de la zona anormal y se lee la correspondiente σ_v del punto
- localizado, la cual denominaremos como σ_{veq} . Como estos pun-
- tos tienen la misma porosidad, entonces σ_v es igual en am-
- bos casos, de tal manera que la presión en el punto anormal-
- se puede calcular con la siguiente expresión:

$$p_{fa} = S - \sigma_{veq} \quad (III.26)$$

El registro de inducción o el eléctrico son -
 corridos virtualmente sobre todos los pozos y usualmente a -
 través de todas las secciones geológicas atravezadas. Con -
 este tipo de registros, es más conveniente trabajar con el -
 factor de formación, el cual es una función de la porosidad,
 que con la porosidad misma. Archie introdujo el concepto de
 factor de formación, el cual se define como el cociente que
 resulta de dividir la resistividad de una roca en porción
 saturada con agua por la resistividad del agua que la sa-
 tura.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (III.27)$$

Tomandole en cuenta que la lutita es una roca -
 impermeable, para calcular su factor de formación, se hace -
 uso de la aproximación siguiente:

$$F_{sh} = \frac{R_{sh}}{R_{wca}} \quad (III.28)$$

Esta ecuación puede ser reescrita, con base -
 en los experimentos de Archie, de la siguiente manera:

Por tanto si se grafica $\log F_{sh}$ contra σ_v se **(III.29)**

obtiene una línea recta, como en el caso de la gráfica de

Además, la técnica puede ser

Despejando σ_v de la ecuación (III.29)

contra profundidad, en lugar de $\log F_{sh}$ contra σ_v , ya que

como se observa en la ecuación (III.14), cuando se considera **(III.30)**

$$F_{sh} = F_{sho} \left(\frac{\sigma_v}{\sigma_{vo}} \right)^{K\sigma_v}$$

sobre cada constante el esfuerzo vertical neto soportado por

Sustituyendo la ecuación anterior en (III.24).
 la roca tiene un comportamiento lineal con la profundidad.

Por tanto, se puede deducir que una gráfica de $\log F_{sh}$ contra

resulta del mismo tipo que **(III.31)**

$$\log F_{sh} = \log F_{sho} - \frac{1}{\sigma_{vo}} K\sigma_v$$

multiplicando ambos miembros por $(1)^{-n}$ se obtiene:

El comportamiento de la gráfica en zonas de

de una **(III.32)**

$$F_{sh} = F_{sho} e^{K\sigma_v}$$

de la misma manera que en la técnica pre-

Tomando el logaritmo natural:

(III.33)

$$\ln \frac{F_{sh}}{F_{sho}} = K\sigma_v$$

Así: el comportamiento de la gráfica en las

de la ecuación

(III.34)

$$\ln F_{sh} - \ln F_{sho} = K\sigma_v$$

pasando la expresión anterior en función de logaritmos deci-

males:

(III.35)

$$\log F_{sh} = \log F_{sho} + 0.43429 K\sigma_v$$

(RS.III) Por tanto si se gráfica $\log F_{sh}$ contra σ_v se obtiene una línea recta, como en el caso de la gráfica de $\log F_{sh}$ v.s. σ_v , Fig. III.13. Además, la técnica puede ser simplificada posteriormente por la representación de $\log F_{sh}$ contra profundidad, en lugar de $\log F_{sh}$ contra σ_v , ya que como se observa en la ecuación (II.14), cuando se considera sobrecarga constante el esfuerzo vertical neto soportado por la roca tiene un comportamiento lineal con la profundidad. Por tanto, se puede deducir que una gráfica de $\log F_{sh}$ contra profundidad resulta del mismo tipo que la de $\log F_{sh}$ contra σ_v .

El comportamiento de la gráfica en zonas ba-

(SE.III) jocompactadas es de una divergencia de valores de F_{sh} de la tendencia normal, de la misma manera que en la técnica presentada por Foster y Whalen. La estimación de la presión de formación mediante este procedimiento consiste en:

- 1.- Determinar el factor de formación de los estratos lutíticos atravezados a partir de la ecuación (III.28), donde R_{sh} se lee directamente del registro eléctrico y R_{wca} de la curva de SSP para la arena más cercana al cuerpo lutítico y la utilización de la siguiente ecuación:

$$SSP = - K_{SSP} \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (III.36)$$

donde:

$$K_{gsp} = 60 + 0.35 T [^{\circ}C]$$

Despejando R_{mf} de la ecuación (III.32)

$$R_{mf} = \frac{R_{mf}}{10^{-8} K_{gsp}} \quad (III.37)$$

Se obtiene la temperatura de la arena de la siguiente manera:

La resistividad del filtrado de lodo (R_{mf}) se toma del encabezado del registro, la cual debe estar medida a una temperatura dada. Para usar la ecuación (III.33) R_{mf} debe ser introducida a la temperatura de la arena correspondiente a la lectura del gsp, para lo cual se hace uso de la siguiente ecuación:

$$R_{mf1} (T_1 [^{\circ}C] + 21.54) = R_{mf2} (T_2 [^{\circ}C] + 21.54) \quad (III.38)$$

donde el valor de R_{mf} se encuentra despejando de la ecuación anterior:

$$R_{mf2} = R_{mf1} \left[\frac{T_1 [^{\circ}C] + 21.54}{T_2 [^{\circ}C] + 21.54} \right] \quad (III.39)$$

Donde T_2 corresponde a la temperatura de la arena cercana al cuerpo lutítico y puede ser determinada, usando los datos del encabezado del registro de la siguiente manera:

a) Se calcula el gradiente de temperatura en el pozo:

$$\lambda_T = \frac{\text{Profundidad del pozo}}{\text{[III.41]}}$$

(III.37)

b) Se obtiene la temperatura de la arena de la formación:

$$T_2 [^{\circ}\text{C}] = \lambda_T [^{\circ}\text{C}/\text{m}] \times \text{Profundidad de la arena [m]} \quad \text{(III.41)}$$

Se recomienda la construcción de un perfil de resistividad de agua contra profundidad como el de la Fig. III.19 para determinar con rapidez el valor de R_w a aquellas profundidades donde se tienen lecturas de R_{sh} .

$$(22.15 + [^{\circ}\text{C}]_T) R_{sh} = (21.24 + [^{\circ}\text{C}]_T) R_w$$

2.- Graficar $\log F_{sh}$ contra profundidad.

3.- Para un factor de formación dado a una cierta pro-

fundidad, encontrar la profundidad sobre la ten-

dencia normal para la cual se tiene el mismo valor

de F_{sh} . Dado que tienen el mismo valor, entonces

el esfuerzo vertical soportado por estas formacio-

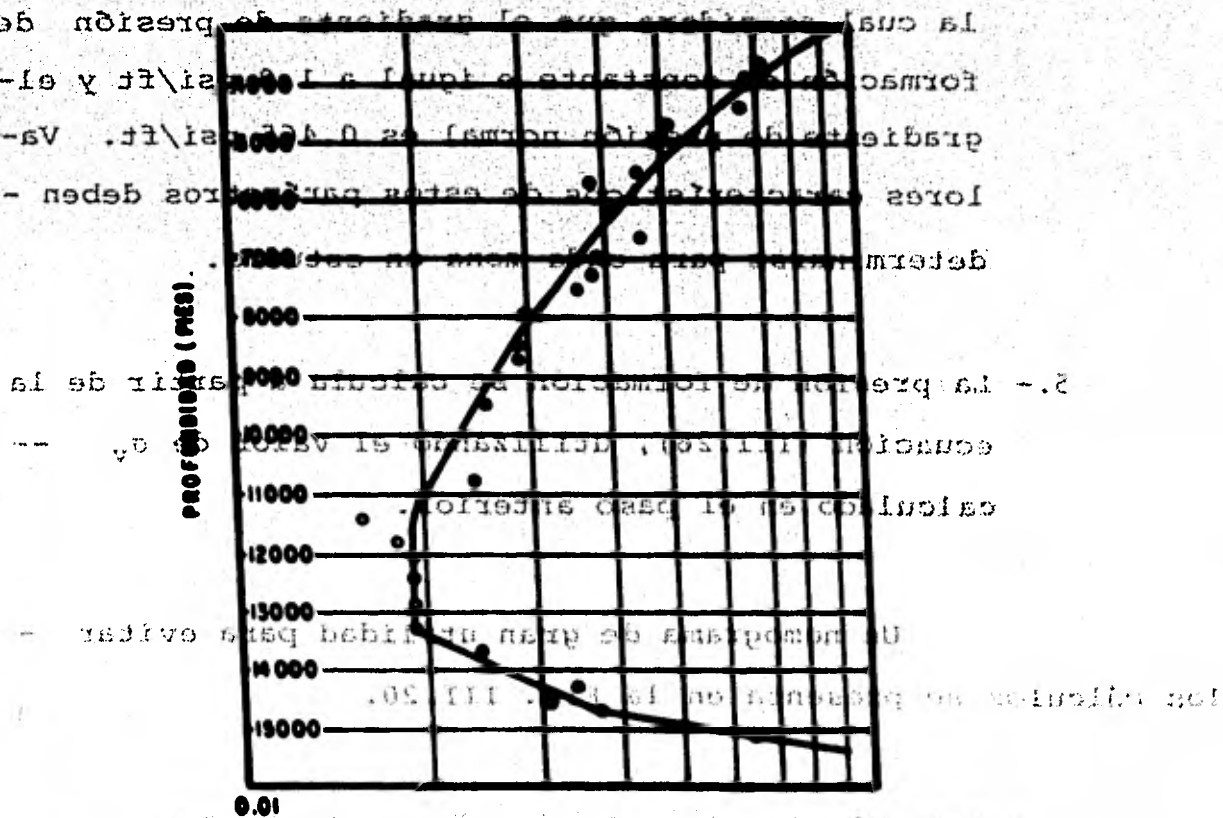
nes es igual para las dos profundidades. Con D_{eq}

se designa a la profundidad leída sobre la línea

recta.

4.- Calcular la fracción de la presión de sobrecarga
 aportada por la roca (α_v) de acuerdo con la si-
 guiente expresión:

$$\alpha_v = 0.535 D^2 \quad (III.42)$$



RESISTIVIDAD DEL AGUA A LA TEMPERATURA DE FORMACION

FIG. III-19.- PERFIL TIPICO DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA - DE FORMACION.

- 4.- Calcular la fracción de la presión de sobrecarga soportada por la roca (σ_v) de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\sigma_v = 0.535 D_e \quad (\text{III.42})$$

la cual considera que el gradiente de presión de formación es constante e igual a 1.00 psi/ft y el gradiente de presión normal es 0.465 psi/ft. Valores característicos de estos parámetros deben determinarse para cada zona en estudio.

- 5.- La presión de formación se calcula a partir de la ecuación (III.26), utilizando el valor de σ_v calculado en el paso anterior.

Un nomograma de gran utilidad para evitar los cálculos se presenta en la Fig. III.20.

III.2.4. Método de Profundidades Equivalentes.

Este método se basa en una relación matemática, la cual es válida para cualquier parámetro registrado, incluyendo resistividad de lutitas, tiempo de tránsito, conductividad, densidad, etc.

PROFUNDIDAD (PIES)

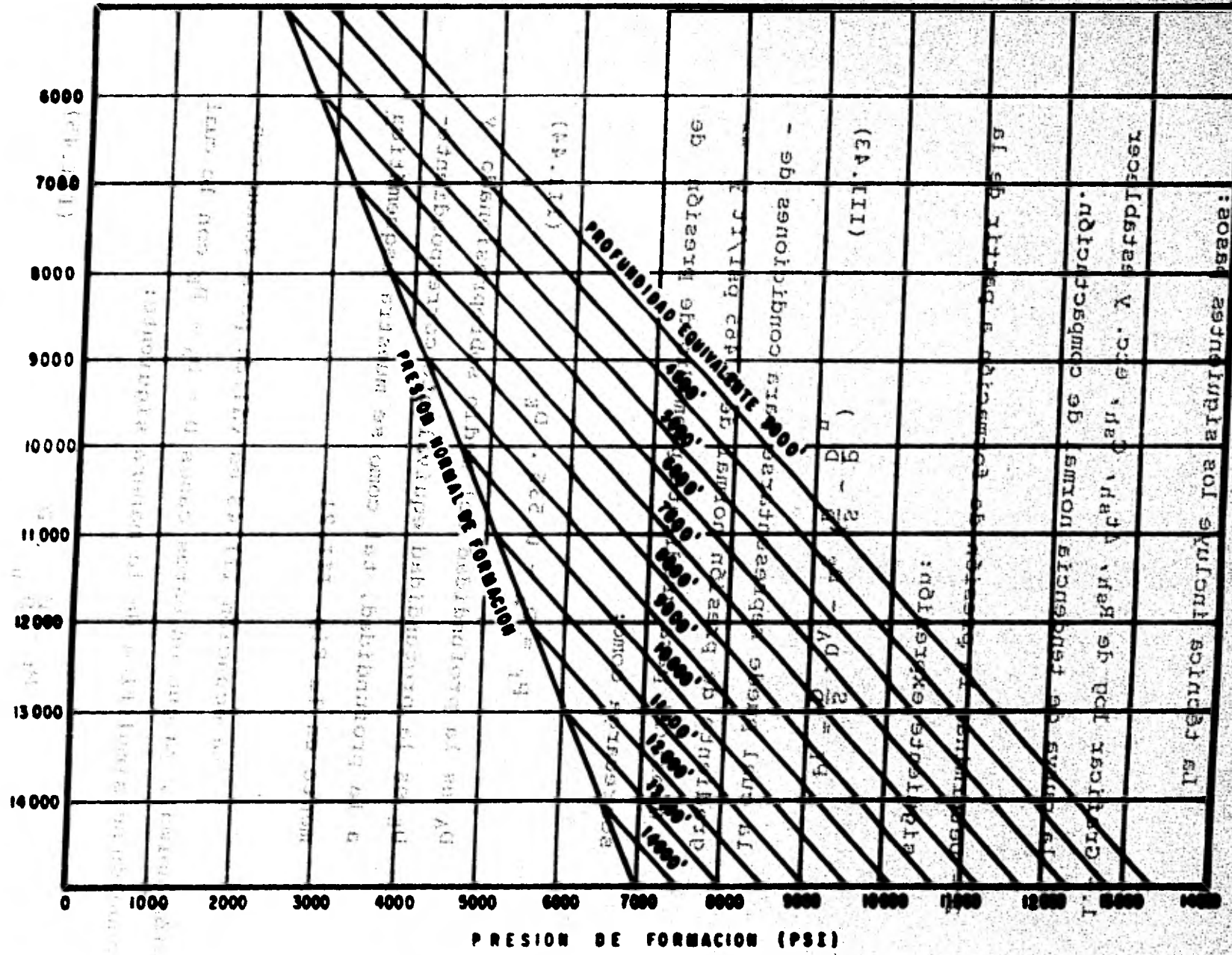
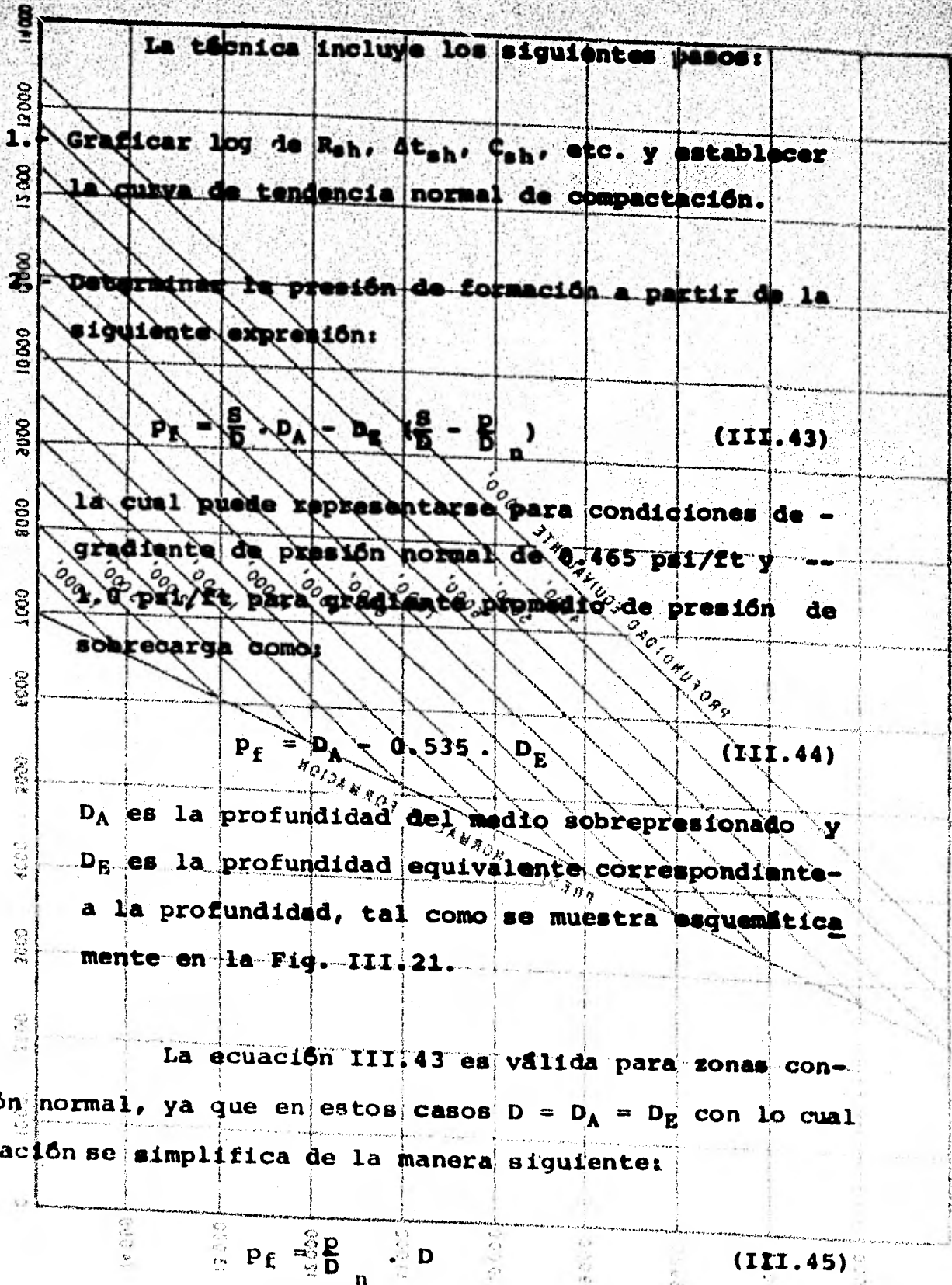


FIG. III - 20 - NOMOGRAMA PARA ESTIMAR LA PRESION DE FORMACION A PARTIR DEL METODO DE FOSTER Y WALEN



Si se utiliza la siguiente ecuación se encuentra

tra directamente la presión de formación expresada en peso de lodo equivalente:

$$p \text{ [ppg]} = \frac{D_A - (D_F \times 0.535)}{0.052 \times D_A} \quad \text{(III.46)}$$

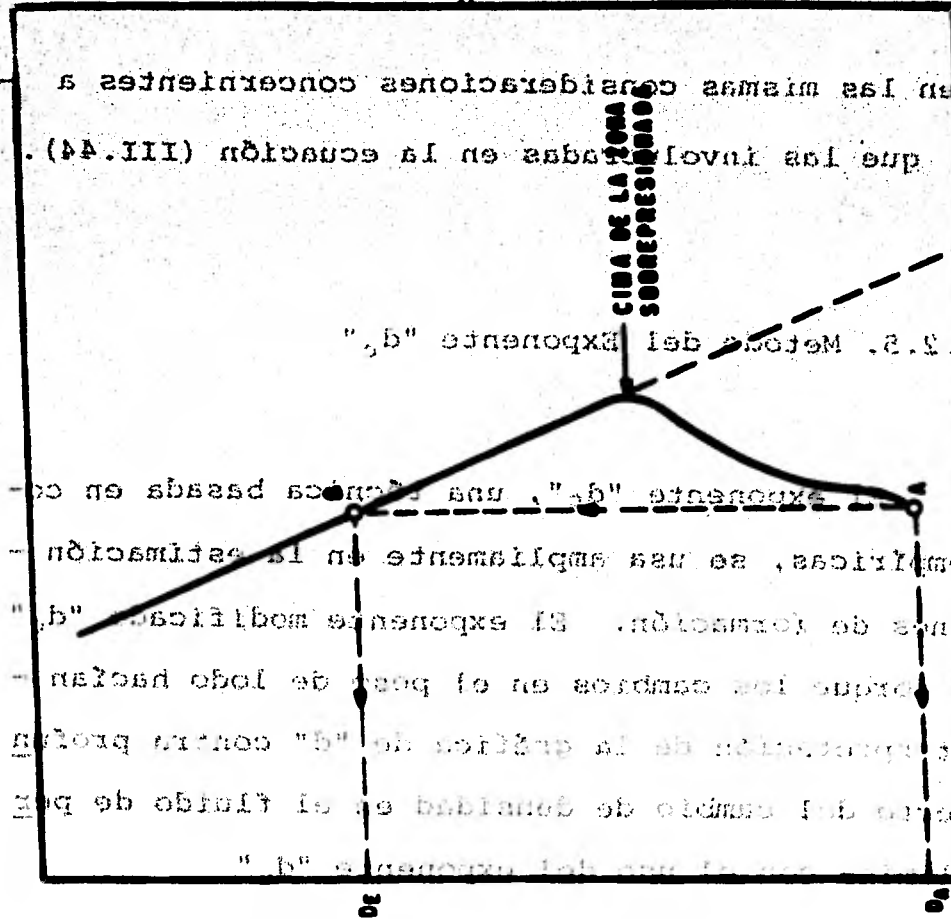


FIG. III-2-1.- REPRESENTACION GRAFICA DEL METODO DE PROFUNDIDADES EQUIVALENTES.

donde D_A es el peso de lodo equivalente en la zona de la zona sobrepresionada. D_F es el peso de lodo equivalente en la zona normal. p es la presión de formación en peso de lodo equivalente. a y b son los exponentes de la ecuación (III.44).

La ecuación (III.46) permite calcular la presión de formación en peso de lodo equivalente a partir de la presión de formación en peso de lodo equivalente y el peso de lodo equivalente en la zona normal. La ecuación (III.46) también puede utilizarse para calcular el peso de lodo equivalente en la zona normal a partir de la presión de formación en peso de lodo equivalente y el peso de lodo equivalente en la zona de la zona sobrepresionada.

Si se utiliza la siguiente ecuación se encuentra directamente la presión de formación expresada en peso de lodo equivalente:

$$p \text{ [PPG]} = \frac{D_A - (D_F \times 0.535)}{0.052 \times D_A} \quad \text{(III.46)}$$

donde se hacen las mismas consideraciones concernientes a p/D que las involucradas en la ecuación (III.44).

III.2.5. Metodo del Exponente "d_c"

El exponente "d_c", una técnica basada en correlaciones empíricas, se usa ampliamente en la estimación de las presiones de formación. El exponente modificado "d_c" se desarrolló porque los cambios en el peso de lodo hacían difícil la interpretación de la gráfica de "d" contra profundidad. El efecto del cambio de densidad en el fluido de perforación se elimina con el uso del exponente "d_c".

Existencia de similitud

Existe una gran similitud entre las formas de las gráficas de densidad de lutitas y los exponentes "d_c" lo cual conduce a pensar que las técnicas para la estimación de la presión de formación a partir del exponente "d_c" pue--

--des desarrollarse bajo las mismas bases que los métodos para el cálculo a partir de datos de resistividad, tiempo de tránsito, etc.

3.- La ecuación que se presenta a continuación es la utilizada para calcular el gradiente de presión de formación:

$$\frac{p}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{p}{D} \right)_a \right] \left(\frac{d_{co}}{d_{cn}} \right)^\alpha \quad (III.47)$$

4.- Una vez estimado el valor del gradiente de presión a continuación se presenta el procedimiento recomendado para el desarrollo del cálculo:

(VI.III) nota

1.- Estimar el exponente α para la zona en estudio, sustituyendo valores conocidos de gradiente de presión de formación en la ecuación (III.47), escogiendo posteriormente un valor representativo.

2.- Establecer la tendencia normal del exponente "d" en los estratos normalmente presionados.

Para esto es necesario tomar en cuenta el desgaste de la barrena puesto que, no hacerlo implica obtener el perfil del exponente en forma continua, siendo que en rea

... las curvas de una serie de curvas con una di-
 ... al final de cada corrida de una barra. etc, etc

3.- Leer a la profundidad de interés el valor del ex-
 - normal de compac-
 - para calcular el coeficiente de formación de for-

4.- Estimar el valor del gradiente de sobrecarga a la
 (III.47) profundidad de interés. $\frac{d}{d} = \frac{g}{d}$

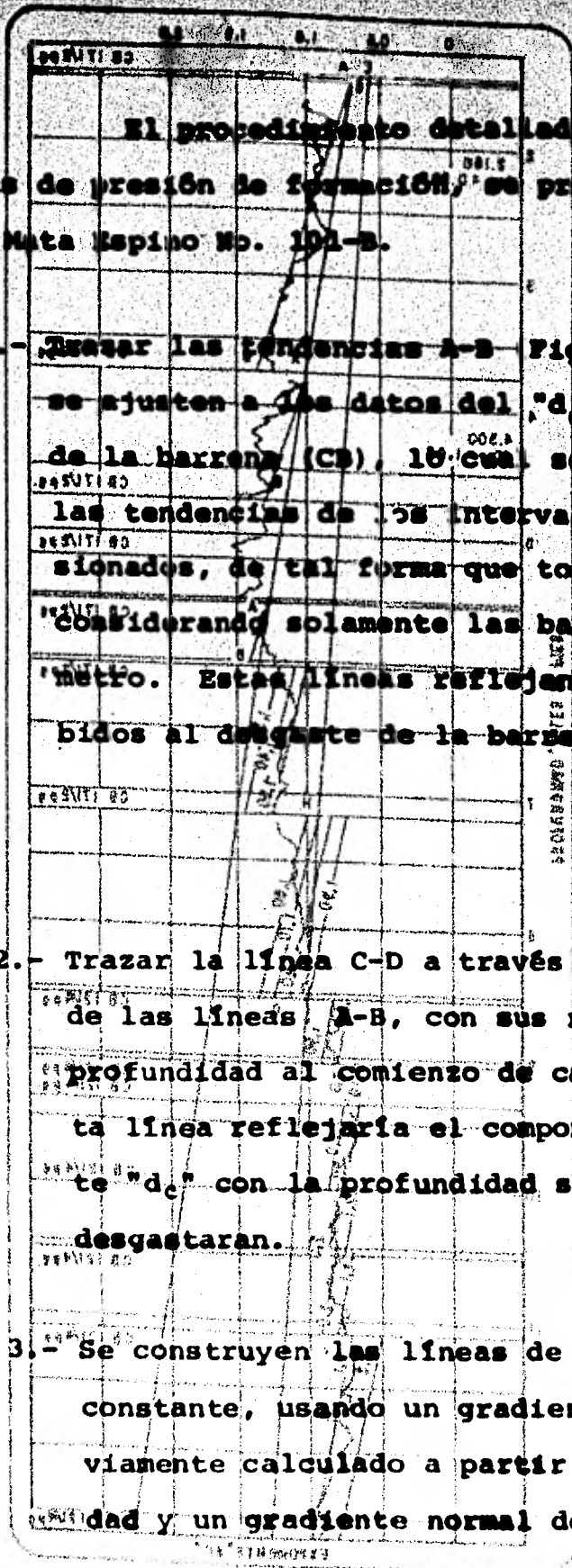
5.- Una vez estimado el valor del gradiente de presión
 - normal de formación, calcular el gradiente de pre-
 - a la profundidad escogida utilizando la ecua-
 - ción (III.47).

6.- Repitiendo los pasos 3 a 5 es posible llegar a -
 - (III.47) construir un perfil de presión de formación con-
 - tra profundidad.

Cuando no se cuenta con datos de presión su-
 - ficientes para la estimación del exponente "n" en la ecuación-
 - de Eaton, se pueden establecer líneas de presión de formación
 - constante a lo largo del perfil del exponente "d_c" y determi-
 - nar las presiones de formación con los datos observados.

El procedimiento detallado, para determinar las líneas de presión de formación, se presenta en el caso del pozo Mata Espino No. 101-B.

- 1.- Trazar las tendencias A-B (Fig. III.22) que mejor se ajusten a los datos del "d_c" para cada corrida de la barrena (C₀), lo cual se logra ajustando las tendencias de los intervalos normalmente presionados, de tal forma que todas sean paralelas y considerando solamente las barrenas del mismo día. Estas líneas reflejan los incrementos debidos al desgaste de la barrena y a la profundidad.
- 2.- Trazar la línea C-D a través de las intersecciones de las líneas A-B, con sus respectivas líneas de profundidad al comienzo de cada nueva barrena. Esta línea reflejaría el comportamiento del exponente "d_c" con la profundidad si las barrenas no se desgastaran.
- 3.- Se construyen las líneas de presión de formación constante, usando un gradiente de sobrecarga previamente calculado a partir del registro de densidad y un gradiente normal de presión de formación.



- Por ejemplo, la línea de presión de formación --
 constante equivalente a una densidad de 1.7 g/cm³,
 - se construye suponiendo una sobrecarga constante
 de 0.94 psi/pie, calculándose primeramente una -
 profundidad equivalente, D_e, a la cual el esfuer-
 - zo vertical neto soportado por la roca es igual -
 al de la formación a la profundidad D,

$$D_e = \left[\frac{0.433 P_n}{S} \right] D \quad \text{(III.48)}$$

- hacia abajo, sustituyendo valores apropiados
 en la ecuación (III.48) para determinar
 el punto G (Fig. III.21).

$$D_e = 0.429 D \quad \text{(III.49)}$$

4.- Usando valores arbitrarios para D, calcular D_e -
 y leer d_{cp} de la línea C-D a la correspondiente -
 D_e calculada.

- Si D = 5000 pies: D_e = 2145 pies y sobre la -
 línea C-D a 2145 pies: d_{cp} = 0.8.

5.- Graficar los puntos d_{cp} y sus correspondientes -
 profundidades D, y trazar la línea E-F a través -
 de ellos. Se requieren solamente dos valores de -
 d_{cp} si se considera sobrecarga constante.

Si se emplearan barrenas que no sufren desgas -
 te, los valores observados del d_c sobre la línea E-F serían -

indicativa de una presión equivalente a 1.7 g/cm³. Pero como las barrenas se desgastan, la línea E-F debe ajustarse para compensar el desgaste de los dientes y cónitos.

8.- De la intersección de EF con la línea de profundidad al final de una corrida, proyectar una línea

(8A.III)

paralela a C-D, hacia arriba, hasta la línea de profundidad donde se inicia la corrida, y a partir de este punto trazar una línea paralela A-B hacia abajo, hasta la línea de profundidad correspondiente al final de dicha corrida, determinando el punto G (Fig. III.22).

(8A.III)

7.- Conectar el punto G con el H (intersección de E-F con la línea de profundidad al comienzo de la corrida de la barrena). Esta línea representa a la visobara correspondiente a 1.7 g/cm³, corregida por desgaste de la barrena sobre el intervalo perforado.

8.- Repetir el procedimiento anterior hasta haber trazado tantas líneas de presión constante como se requieran.

9.- Estimar la presión de formación a la profundidad de interés y la correspondiente al punto de intersección de la curva del exponente "d_c" con una de

ESTUDIO DE LAS LINEAS DE PRESION CONSTANTES EN LA CANTONERA

10.- Repetir el procedimiento propuesto en el paso anterior hasta encontrar un perfil de gradiente de

presión contra profundidad del pozo en estudio.

Se recomienda adicionalmente calcular el valor del exponente "n" de la ecuación (III.47) a partir de los datos de presión de formación calculados en el paso 9 del procedimiento anterior.

En las últimas décadas se han publicado varios métodos para estimar los gradientes de presión de fractura, en esta etapa se estudia uno de los más utilizados. Se considera con "n" el exponente de la ecuación (III.47) que se obtiene con el conocimiento de los gradientes de presión de formación y de fractura.

- Estimar la presión de formación a la profundidad -

CAPITULO IV

de interacción y la correspondiente al punto de inter

sección de la curva del exponente "q", con una de

ESTUDIO DE LAS CONDICIONES DE LA FRACTURA

10. - Repetir el procedimiento propuesto en el paso an-

terior hasta encontrar un perfil de gradiente de **laborato y campo de experiencias de savat**

presión contra profundidad del pozo en estudio. **rio se ha encontrado que la presión que soporta una roca sin**

que se fracture, es función principalmente de su resistencia

se recomienda adicionalmente calcular el va- **y de los esfuerzos a los que se encuentra sometida en el sub**

ter del exponente "q" de la ecuación (III.47) a partir de los **suelo. La resistencia que ofrece la formación por sí misma,**

datos de presión de formación calculados en el paso 9 del - **raras veces asciende a más de unas decenas de Kilogramos por**

centímetro cuadrado y se ha observado que las formaciones se

fracturan a presiones inferiores a la presión de sobrecarga.

En las últimas décadas se han publicado varios métodos para

estimar los gradientes de presión de fractura, en este traba

jo se estudian tres de los más utilizados. Se considera con

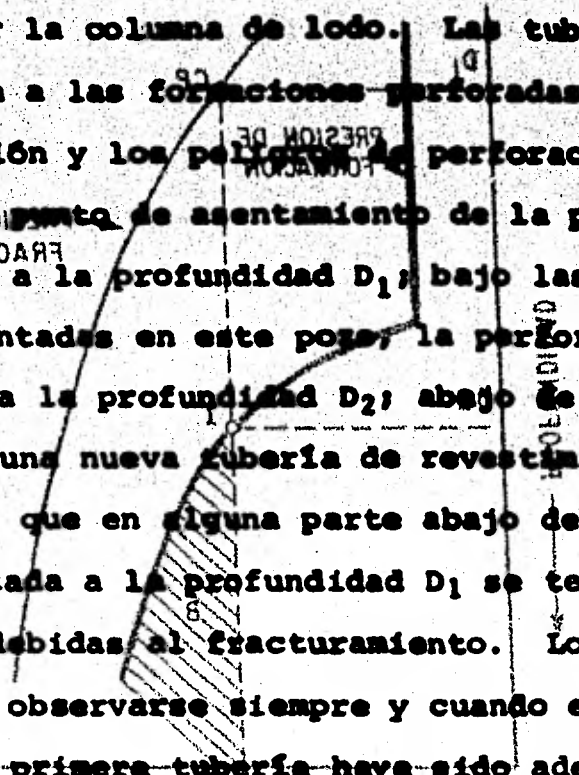
veniente, antes de iniciar el estudio de estas técnicas, bos

quejar brevemente las ventajas que se obtienen con el conoci

miento de los perfiles de presión de formación y de fractura.

Existe una diferencia entre la presión de -
formación y la presión de fractura, que permite tolerancias-
funcionales en la densidad de lodo utilizada durante la per
foración, como se ilustra en la Fig. IV.1. Por simplicidad,

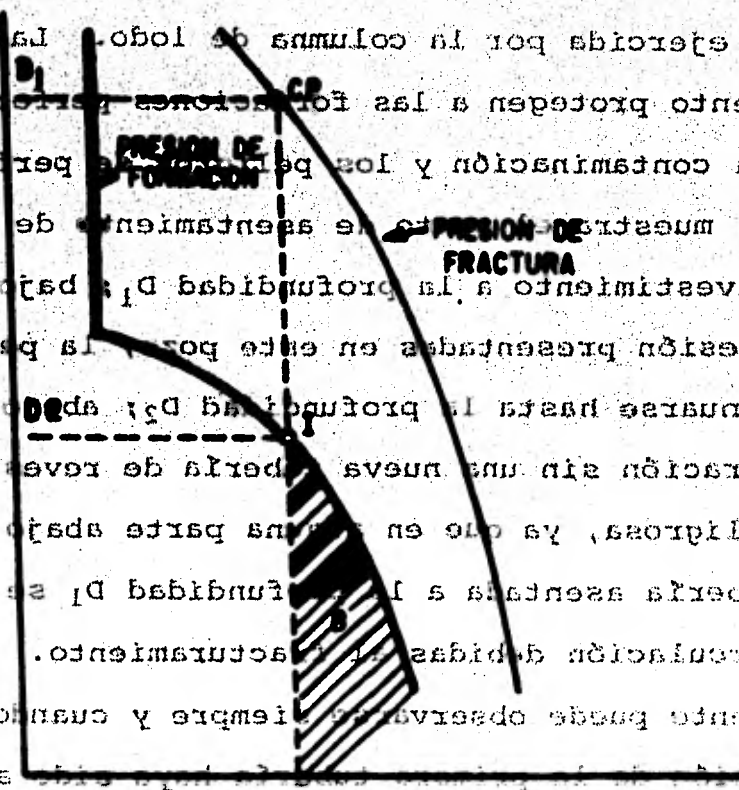
durante esta discusión se considera que prevalece un balance perfecto entre la presión de formación y la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo. Las tuberías de revestimiento protegen a las formaciones perforadas y al agujero de la contaminación y los peligros de perforación. La Fig. IV.1 muestra el punto de asentamiento de la primera tubería de revestimiento a la profundidad D_1 ; bajo las condiciones de presión presentadas en este pozo, la perforación puede continuarse hasta la profundidad D_2 ; abajo de este punto, la perforación sin una nueva tubería de revestimiento, se vuelve peligrosa, ya que en alguna parte abajo de la zapata de la tubería asentada a la profundidad D_1 se tendrán pérdidas de circulación debidas al fracturamiento. Lo descrito anteriormente puede observarse siempre y cuando el trabajo de cementación de la primera tubería haya sido adecuado, ya que de lo contrario se presentan canalizaciones atrás de la tubería, agujero arriba, ocasionando pérdidas de lodo antes de llegar la perforación a la profundidad D_2 .



MIENTO
 DE UNA NUEVA TUBERIA DE REVESTI-
 -

Es evidente, por tanto, la utilidad del cono cimamiento del gradiente de fractura. A continuación se inicia este estudio con la exposición de un método de medición, en el campo, de la presión de fractura. Los datos recabados a partir de estas pruebas son de gran utilidad en la aplicación de las técnicas de evaluación que se apuntan posteriormente.

durante esta discusión se considera se considera que prevalece un balance perfecto entre la presión de formación y la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo. Las tuberías de revestimiento proceden a las formaciones perforadas y al agujero de la contaminación y los perforación. La Fig. IV.1 muestra el asentamiento de la primera tubería de revestimiento a la profundidad D_1 bajo las condiciones de presión presentadas en este pozo. La perforación puede continuarse hasta la profundidad D_2 bajo este punto, la perforación sin una nueva tubería de revestimiento, se vuelve peligrosa, ya que en esta parte abajo de la zona de la tubería asentada a la profundidad D_1 se tendrían pérdidas de circulación debidas al aseguramiento. Lo descrito anteriormente puede observarse siempre y cuando el trabajo de cementación se realiza en las condiciones adecuadas, ya que



de lo contrario se producirían asentamientos de la tubería.

FIG. IV.1. - DIAGRAMA ESQUEMATICO MOSTRANDO LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE UNA NUEVA TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

La medición directa de la presión de fractura en un pozo puede efectuarse después de haber cementado una tubería de revestimiento. Consiste en introducir la ba-

rrena adecuada con herramienta y tubería de perforación, luego se prueba la tubería de revestimiento de acuerdo a sus especificaciones para verificar que no hayan fugas. Se perforan de 5 a 10 metros y se levanta la barrena hasta la zapata guía, se circula el fluido de perforación hasta que toda la columna quede acondicionada con una densidad igual, se cierran los preventores anulares y se comienza a bombear lodo lentamente por la tubería de perforación hasta que se alcanza la máxima presión y empiezan a notarse las fugas de fluido.

Para probar formaciones a varios cientos de metros abajo de la zapata se procede a aislar la formación por medio de empacadores y llevar a cabo el mismo procedimiento que se sigue para formaciones abajo de la zapata guía.

Al estar inyectando lodo, se construye una gráfica de volumen inyectado contra presión de inyección como se muestra en la Fig. IV.2. Generalmente el ritmo de bombeo es de 0.5 a 1.5 barriles/minuto de acuerdo con la formación que se esté probando. El comportamiento de la presión es de aumento en forma lineal con respecto al volumen de lodo inyectado, esta tendencia continúa hasta que se llega al punto A donde los datos comienzan a divergir hacia la derecha formando una curva. Este punto corresponde al momento -

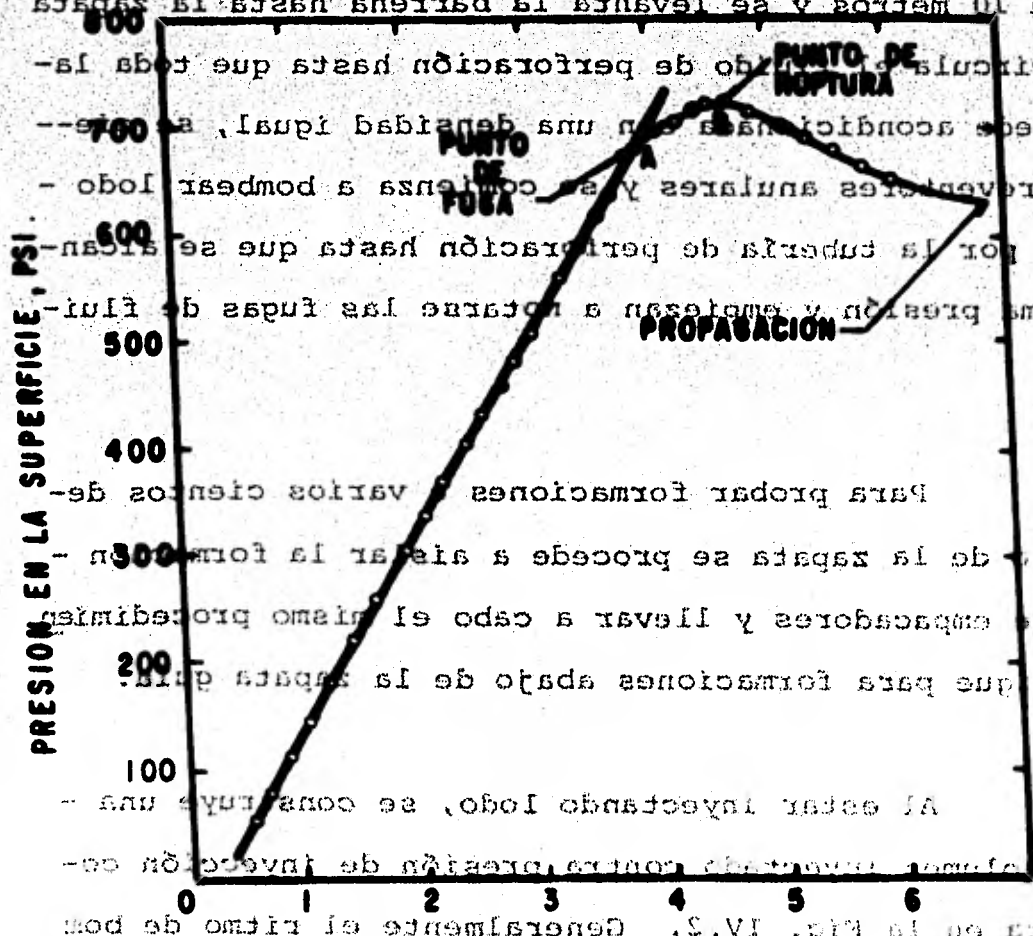


FIG. II-2 - COMPORTAMIENTO TÍPICO DE PRESION EN LA SUPERFICIE CONTRA BARRILES BOMBEADOS.

trona adecuada con herramienta y tubería de perforación, fue
 do se prueba la tubería de revestimiento de acuerdo a sus es
 pacificaciones para verificar que no hayan fugas. Se perfo-
 ran de 2 a 10 metros y se levanta la barrena hasta la zapata
 guía, se circula el fluido de perforación hasta que toda la
 columna quede acondicionada a una densidad igual, a la
 ran los preventores anulares y se comienza a bombear lodo
 lentamente por la tubería de perforación hasta que se alcan-
 za la máxima presión y se comienza a rotar las fugas de flui-
 do.

Para probar formaciones
 metros abajo de la zapata se procede a aislar la forma-
 ción por medio de empacadores y llevar a cabo el mismo procedimiento
 to que se usa para formaciones abajo de la zapata para
 Al estar lavando lodo, se comienza una
 ción de flujo constante contra presión de inversión co-

mod. Generalmente el ritmo de bombeo es de 0.2 galones por minuto por pie de columna.
 El comportamiento de la presión en la superficie al aumentar el volumen de fluido bombeado es el siguiente: cuando se comienza a divergir hacia la derecha el punto correspondiente al momento de rotura de la tubería de perforación se alcanza. Después de este punto la presión en la superficie continúa aumentando hasta que se llega al punto de propagación. Después de este punto la presión en la superficie continúa aumentando hasta que se alcanza el punto de rotura de la tubería de perforación. Después de este punto la presión en la superficie continúa aumentando hasta que se alcanza el punto de rotura de la tubería de perforación.

en que la formación empieza a aceptar fluido, puesto que se observa un menor incremento de presión con respecto al mismo volumen de lodo bombeado.

La presión en el punto A se le denomina presión de fuga, la cual es corregida por los efectos de la resistencia del gel del lodo para utilizarla en el cálculo de la presión de fractura.

A los fluidos cuyo comportamiento se ajusta a la ley de Newton de la viscosidad,

$$\tau = \mu \frac{dv}{dy} \quad (IV.1)$$

se les denomina fluidos newtonianos.

Un fluido plástico ideal es aquel que al ser sometido a un esfuerzo cortante se deforma permaneciendo en reposo al principio. Esto es, que puede aumentar el esfuerzo cortante sin que se note movimiento alguno en el fluido.

Cuando el esfuerzo cortante alcanza un valor crítico, denominado punto de cedencia, igual al límite elástico, el fluido inicia su movimiento y a partir de este momento se comporta como si fuera newtoniano.

En la Fig. IV.3 se muestra gráficamente el comportamiento característico de estos fluidos a los cuales se les denomina fluidos plásticos de Bingham.

La Fig. IV.4 muestra el comportamiento típico de un fluido de perforación. Se nota que este comportamiento es semejante al de un fluido plástico de Bingham, a excepción de que presenta una porción curva en la zona de ritmos pequeños, la cual puede considerarse como una zona de transición que se presenta al pasar del reposo al movimiento. Cuando el fluido se encuentra ya en flujo estabilizado, su comportamiento es idéntico a un plástico de Bingham.

$$\frac{\tau}{\tau_0} = 1 + \frac{\mu_p}{\tau_0} \dot{\gamma}$$

Considerando que la zona de trabajo normal queda situada más allá de la zona curva, para fines prácticos puede desprejarse esta zona y utilizar únicamente la parte recta de la curva. Para obtener un modelo matemático que defina el comportamiento de un fluido de perforación, se puede extrapolar la parte recta de la gráfica y obtener, de esta manera, un punto de cedencia ficticio, τ_0 .

De acuerdo con la situación presentada, el modelo matemático que representa el comportamiento de un fluido de perforación en el siguiente:

$$\tau = \mu_p \frac{d\gamma}{dy} + \tau_0 \quad (IV.2)$$

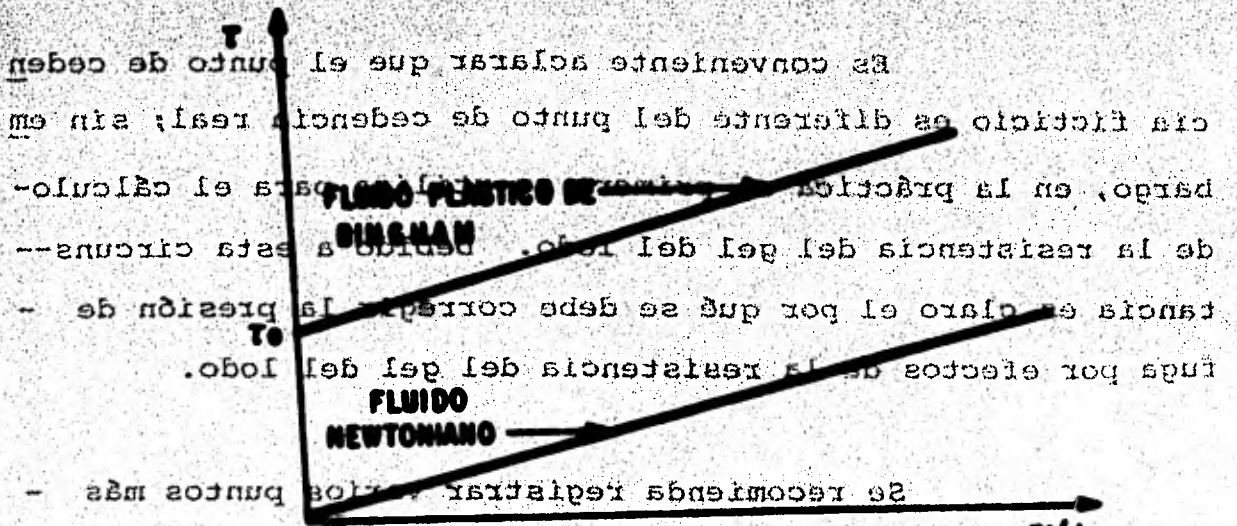


FIG. IV-3.-COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE UN FLUIDO NEWTONIANO Y UN PLÁSTICO DE BINGHAM

IV.3, la bomba se apaga y se observa el ritmo de descenso de la presión, la cual es una información muy útil al evaluar la calidad del fracturamiento.

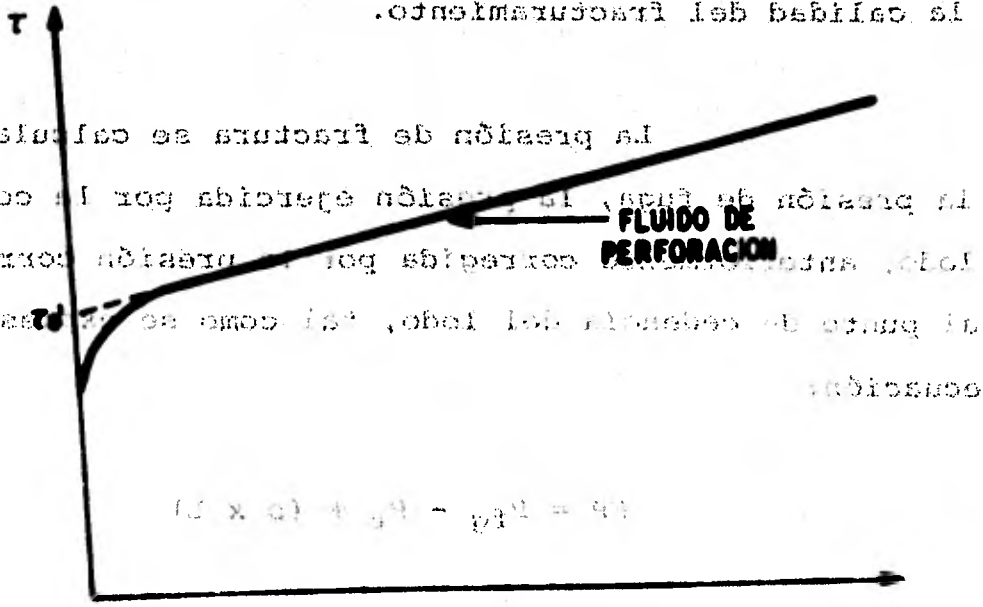


FIG. IV-4 - COMPORTAMIENTO REOLÓGICO TÍPICO DE UN FLUIDO DE PERFORACION

Es conveniente aclarar que el punto de cedencia ficticio es diferente del punto de cedencia real; sin embargo, en la práctica el primero se utiliza para el cálculo de la resistencia del gel del lodo. Debido a esta circunstancia es claro el por qué se debe corregir la presión de fuga por efectos de la resistencia del gel del lodo.

Se recomienda registrar varios puntos más adelante de A, para asegurar que se ha alcanzado el límite de fracturamiento. En el punto B de la gráfica de la Fig. IV.2, la bomba se apaga y se observa el ritmo de descenso de la presión, la cual es una información muy útil al evaluar la calidad del fracturamiento.

La presión de fractura se calcula sumando a la presión de fuga, la presión ejercida por la columna de lodo, anteriormente corregida por la presión correspondiente al punto de cedencia del lodo, tal como se expresa en la ecuación:

$$FP = P_{fg} - P_c + (\rho \times L) \quad (IV.3)$$

La manera usual de encontrar el punto de cedencia es por medio del viscosímetro Fann, con el cual es posible obtener P_c . Aunque otra manera más representativa, que toma en cuenta las condiciones de lodo en el pozo para

el cálculo de P_c , es la que se describe a continuación: des-
pués de efectuar la prueba de fractura se esperan 10 minutos
y se hace funcionar la bomba con el preventor abierto, midien-
dose la presión necesaria para iniciar la circulación (P_c),
substituyéndola posteriormente en la ecuación (IV.3) para
estimar FP .

En esta parte se presentan los métodos de
Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton para la estimación
del gradiente de fractura a partir de datos de registros de
densidad y conociendo de antemano el gradiente de presión de
formación.

IV.2. MEDICION INDIRECTA

En esta parte se presentan los métodos de

Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton para la estimación
del gradiente de fractura a partir de datos de registros de
densidad y conociendo de antemano el gradiente de presión de
formación.

IV.2.1. Método de Hubbert y Willis

A partir de observaciones teóricas y experi-
mentales de fracturamiento en rocas se ha encontrado que el
plano de fractura es normal al plano de mínimo esfuerzo. Las
rocas del subsuelo están sujetas a tres esfuerzos principa-
les los cuales son diferentes y perpendiculares entre sí. Pa-
ra áreas relacionadas con fallamientos normales, el menor

el cálculo de P_f es la que se describe a continuación: **des-**
esfuerzo es horizontal, en tanto que para aquellas que son -
 más de efectuar la prueba de fractura se esperan 10 minutos
características de esfuerzos horizontales compresionales, el
 y se hace funcionar la bomba con el prevector abierto, midien
menor esfuerzo es vertical. En aquellas zonas donde el esfuer
 dose la presión necesaria para iniciar la circulación (P_c),
esfuerzo es horizontal, las fracturas que se producen tien--
 aperturándose posteriormente en la ecuación (IV.3) para
den a ser verticales, y la presión de fractura es menor que
 estimar P_f
la sobrecarga, en oposición a las zonas donde el menor esfuer
zo que se presenta es vertical por lo cual las fallas tien--
den a ser horizontales y las presiones de fractura a ser may
res que la presión de sobrecarga. En la fig. IV.5 se presen
tan los tipos de fractura característicos de cada una de las
zonas mencionadas.

En esta parte se presentan las relaciones
 Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton para la estimación
 de P_f . **Con base en un diagrama de fuerzas se encuen**
tra que la presión total de sobrecarga es igual en magnitud-
y de sentido contrario, a la suma de la presión del fluido y
el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

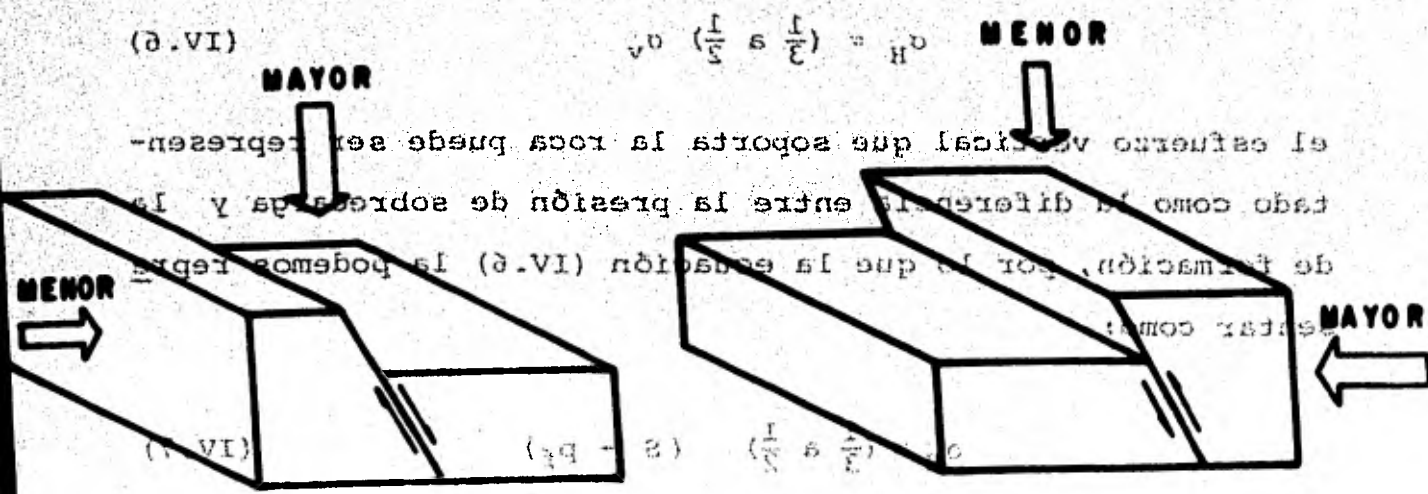
$$S = p_f + \sigma_v \quad (IV.4)$$

A partir de observaciones técnicas y exper
Y también que la presión de fractura es igual
 a la suma de la presión del fluido en rocas se ha encontrado que
a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo horizontal-
al que está sometida la roca.

$$P_f = p_f + \sigma_{II} \quad (IV.5)$$

Bajo condiciones de fallamiento normal se tiene que el mínimo esfuerzo principal es horizontal y tiene un valor que varía aproximadamente entre $\frac{1}{3}$ y $\frac{1}{2}$ del esfuerzo vertical soportado por la roca, de lo cual se puede expresar:

señal:



La ecuación (IV.7) se divide por la ecuación (IV.6) y obteniendo la relación de esfuerzos que se muestra en el gradiente de presión de fractura:

FIG IV-5- RELACION ENTRE LOS ESFUERZOS A LOS QUE ESTA SOMETIDA UNA ROCA Y EL TIPO DE FRACTURA CARACTERISTICO QUE PRESENTAN.

(IV.8)

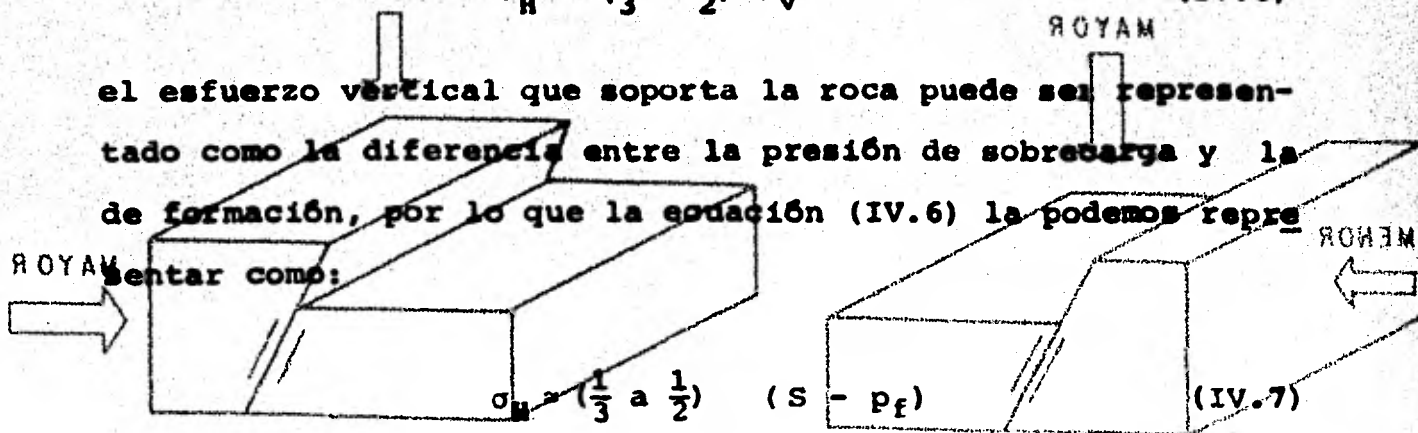
$$\left(\frac{\sigma_1}{\sigma_3} - \frac{p_2}{\sigma_3}\right) = \left(\frac{1}{3} \text{ a } \frac{1}{2}\right) + \frac{1}{2} \frac{p_2}{\sigma_3}$$

El gradiente de presión de fractura, como se muestra en la ecuación (IV.8), depende de la relación de esfuerzos $\frac{\sigma_1}{\sigma_3}$ y $\frac{p_2}{\sigma_3}$. En el caso de un estado de esfuerzos uniaxial, $\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = 1$ y $\frac{p_2}{\sigma_3} = 0$, la ecuación (IV.8) se reduce a $\left(\frac{1}{3} \text{ a } \frac{1}{2}\right) = \frac{1}{2}$, lo que indica que el tipo de fractura es de tipo normal.

Bajo condiciones de fallamiento normal se tiene que el mínimo esfuerzo principal es horizontal y tiene un valor que varía aproximadamente entre 1/3 y 1/2 del esfuerzo vertical soportado por la roca, de lo cual se puede expresar:

$$\sigma_H = \left(\frac{1}{3} \text{ a } \frac{1}{2}\right) \sigma_V \quad (\text{IV.6})$$

el esfuerzo vertical que soporta la roca puede ser representado como la diferencia entre la presión de sobrecarga y la de formación, por lo que la ecuación (IV.6) la podemos representar como:



Sustituyendo la ecuación (IV.7) en (IV.5) y dividiendo por la profundidad se obtiene que el gradiente de presión de fractura es:

$$FPG = P_f/D + \left(\frac{1}{3} \text{ a } \frac{1}{2}\right) \left(\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D}\right) \quad (\text{IV.8})$$

El gradiente de presión de fractura, como puede observarse en la expresión anterior, es función de los gradientes de sobrecarga y de presión de formación, así como también de los esfuerzos a los que está sometida la estructura de la roca.

Para determinar el gradiente de presión de -
fractura, a través de este método, se recomienda seguir el -
procedimiento descrito a continuación:

1.- Se determina el gradiente de presión de formación,
aplicando cualquiera de los métodos descritos con
anterioridad, a la profundidad de interés.

2.- Se determina el gradiente de presión de sobrecarga
como se indicó anteriormente a la profundidad
elegida.

3.- Utilizando la ecuación (IV.8) se pueden encontrar
los límites mínimo y máximo de los gradientes de
presión de fractura.

4.- Repitiendo los pasos anteriores, a diferentes pro-
fundidades, se obtiene un perfil del gradiente de
fractura con la profundidad.

Bajo condiciones normales de presión en las
formaciones (0.465 psi/ft) y con un gradiente de sobrecarga
de 1.0 psi/ft (considerado para la zona de la Costa del Gol-
fo), los límites de los gradientes de fractura son: 0.64
psi/ft y 0.73 psi/ft mínimo y máximo respectivamente.

La Fig. (IV.6) es una representación gráfica de los gradientes de fractura máximos y mínimos, la cual toma al gradiente de presión de sobrecarga como constante e igual a 1.0 psi/ft.

El primer paso para el uso de la gráfica, consiste en determinar la densidad de lodo necesaria para mantener el balance con la presión de formación, a partir de los métodos mencionados en el Capítulo III, con esta densidad como ordenada, se entra a la gráfica hasta intersectar horizontalmente con la línea del gradiente de presión de formación. Posteriormente, utilizando como abscisa la del punto de intersección, se traza una vertical que corte a las líneas de gradientes de fractura, leyéndose en la escala vertical los pesos de lodo mínimo y máximo requeridos para fracturar la formación.

Como se observa en esta gráfica, la diferencia entre los gradientes de presión de fractura mínimos y máximos. Se reduce con un incremento en el gradiente de presión de formación. Por tanto, las presiones adicionales que se presentan, al introducir y sacar la tubería de perforación o al empezar a bombear, llegan a ser de gran importancia con gradientes de presión de formación altos.

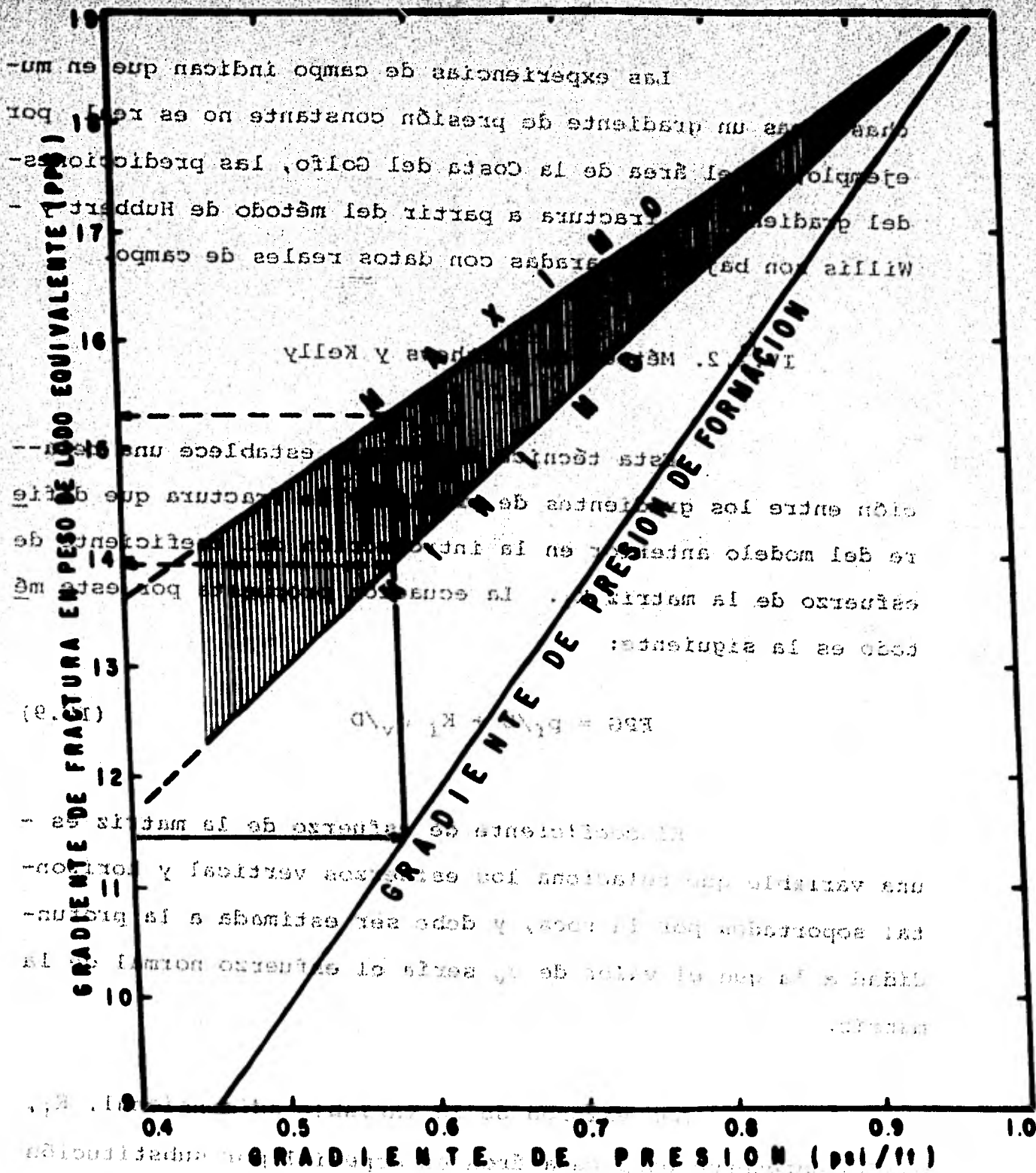


Fig. IX-6.- REPRESENTACION GRAFICA DE LOS LIMITES MAXIMO Y MINIMO DE LOS GRADIENTES DE PRESION DE FRACTURA.

Las experiencias de campo indican que en muchas áreas un gradiente de presión constante no es real, por ejemplo, en el área de la Costa del Golfo, las predicciones del gradiente de fractura a partir del método de Hubbard y Willis son bajas comparadas con datos reales de campo.

2. Método de Matthews y Kelly

Esta técnica de cálculo establece una relación entre los gradientes de presión y de fractura que difiere del modelo anterior en la introducción del coeficiente de esfuerzo de la matriz K_i . La ecuación propuesta por este método es la siguiente:

$$FPG = P_f/D + K_i \sigma_v/D \quad (IV.9)$$

El coeficiente de esfuerzo de la matriz es una variable que relaciona los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca, y debe ser estimada a la profundidad a la que el valor de σ_v sería el esfuerzo normal de la matriz.

Los valores de la variable adimensional, K_i , pueden obtenerse para cada área en especial por substitución

de datos de campo de presión de fractura en la siguiente ecuación:

$$K_f = \frac{D}{\sigma_v} (PPG - \frac{P_f}{D}) \quad (IV.10)$$

la cual se deriva de la ecuación (IV.9).

Las presiones de fractura, a falta de mediciones directas, pueden evaluarse a partir de información acerca de pérdidas de circulación de lodo durante la perforación, cementaciones forzadas, etc. En la Fig. (IV.7) se muestra la relación del coeficiente del esfuerzo de la matriz con la profundidad, para el área del sur de Texas, E.U.A.

Para aplicar la técnica desarrollada por Matthews y Kelly en el cálculo de los gradientes de presión de fractura, se sigue el procedimiento descrito a continuación:

- 1.- En primer lugar, se construye una gráfica similar a la de la Fig. (IV.7), utilizando datos correspondientes al área en estudio, por el procedimiento descrito anteriormente, con la finalidad de encontrar los coeficientes K_f apropiados a las diferentes profundidades requeridas.

- 2.- Determinar la presión de formación a partir de diferentes métodos, dependiendo de la información disponible, (ver capítulo III).

(IV.20)

$$K_1 = \frac{D}{\sigma_v} (FPG - \frac{Pl}{D})$$

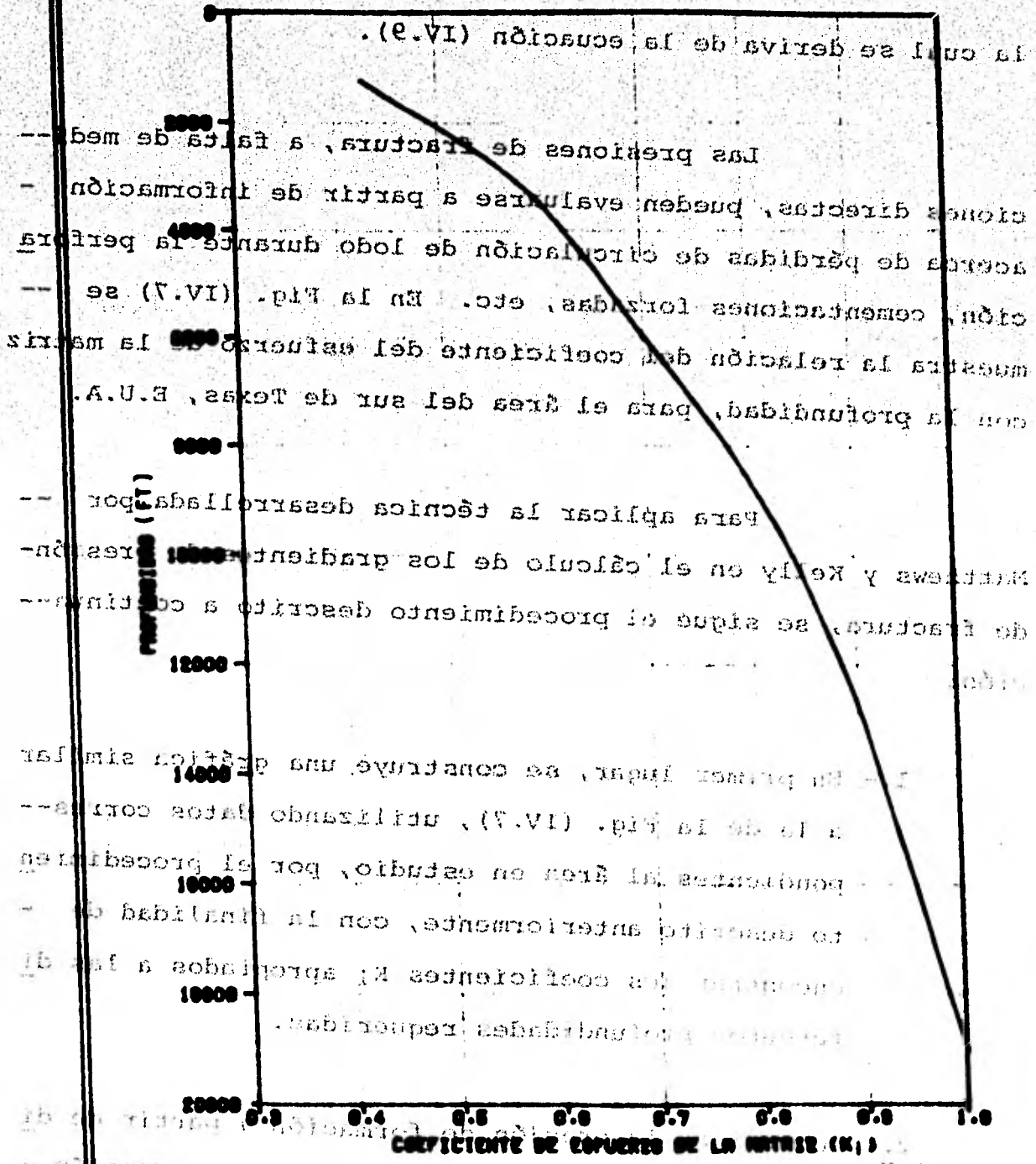


Fig. II-7.- RELACION DEL COEFICIENTE DE ESFUERZO DE LA MATRIZ CON LA PROFUNDIDAD. CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE MATTHEWS AND KELLY.

0.81
0.71
0.61
0.51
0.41
0.31
0.21
0.11
0.0

3.- Calcular el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca a partir de su relación con la presión de sobrecarga y la de formación, ecuación (IV.4).

4.- Cuando se trata de hacer el cálculo en zonas anormales, es necesario determinar la profundidad D_i para la cual el valor de σ_v del punto en estudio sería el valor normal, mediante la expresión:

$$D_i = \sigma_v \left(\frac{1}{\gamma} - \frac{p_f}{R} \right) \quad (IV.11)$$

donde σ_v corresponde a la zona anormal y p_f/D al gradiente de presión del área.

5.- Con la profundidad equivalente, D_i , encontrada en el paso anterior, se entra a la gráfica construida en el primer paso del procedimiento, para encontrar el valor correspondiente de K_i .

6.- A partir de la ecuación (IV.9), se calcula el gradiente de presión de fractura.

7.- Repitiendo este procedimiento a diferentes profundidades, es posible obtener la variación del gradiente de presión de fractura con respecto a la

profundidad del pozo en estudio.

(11 0001) D A O I D H U 1 0 2 9

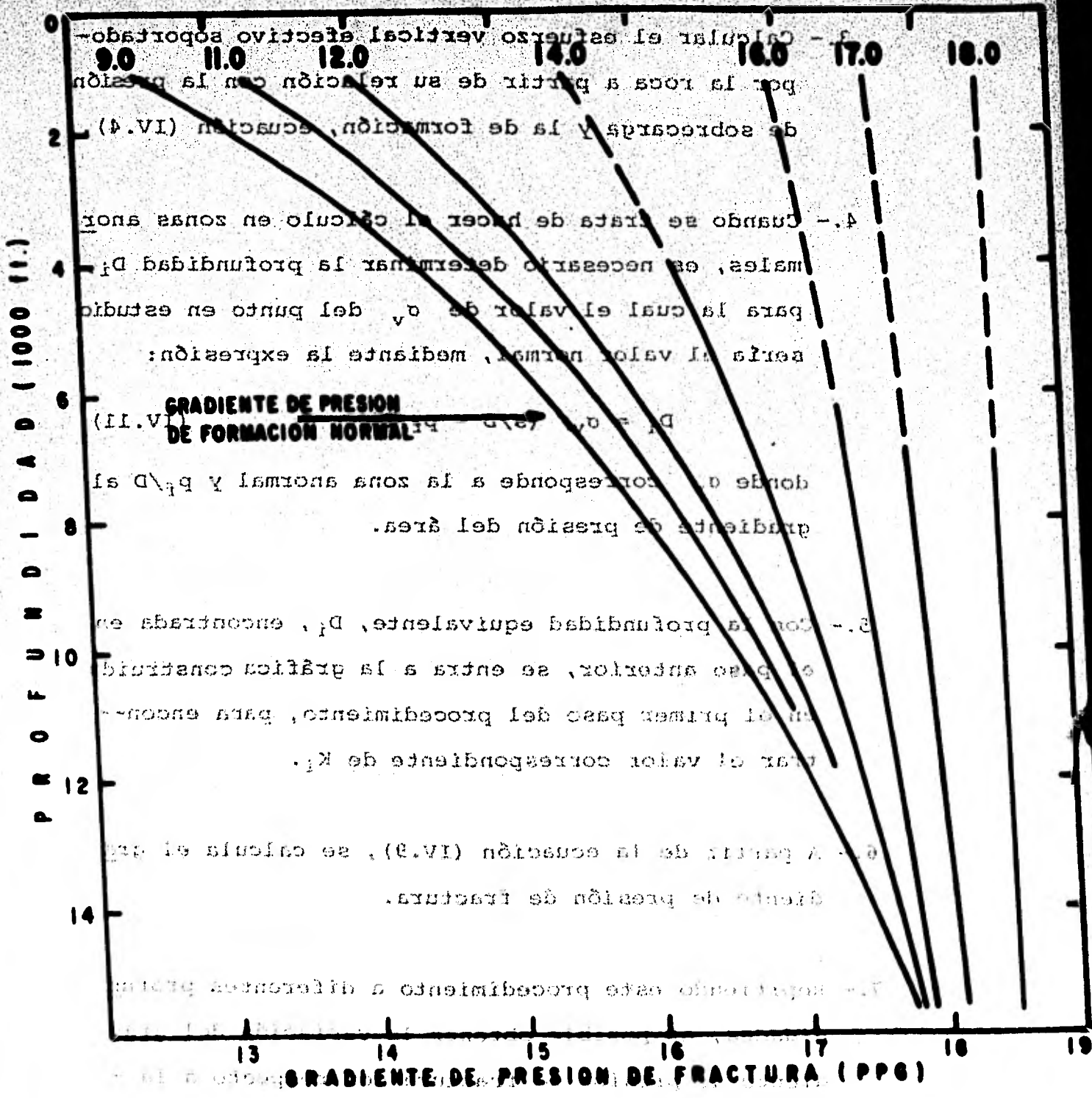


Fig. IX-8 - RELACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA CON LA PROFUNDIDAD, DEL AREA DE LA COSTA DEL GOLFO E.U.A.

Como se indicó anteriormente, la presión de la Fig. (IV.9) se utiliza con fines prácticos, para el cálculo del gradiente de presión de fractura. En esta gráfica se encuentran incluidas las variaciones del gradiente de presión de fractura con la profundidad, para diferentes valores de presión de formación. Entrando a esta gráfica a la profundidad de interés se alcanza horizontalmente la curva correspondiente al peso de lodo equivalente al gradiente de presión de formación determinado anteriormente en el paso 2 y luego, verticalmente hacia abajo se lee el gradiente de presión de fractura.

(IV.14)
$$PFG = P_f \sqrt{D} + \left(\frac{v}{1-v} \right) \sigma_v \sqrt{D}$$
 La construcción de este tipo de gráficas para

una cierta área en cuestión, requiere del conocimiento del coeficiente K_1 con la profundidad del campo en estudio.

IV.2.3. Método de Eaton

Esta técnica se basa en los trabajos desarrollados por Hubbert y Willis. Tomando en cuenta las propiedades elásticas de las rocas, se ha encontrado que, por medio de la relación de Poisson, los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca se pueden relacionar por medio de la siguiente expresión:

$$\sigma_H = \left(\frac{v}{1-v} \right) \sigma_v \quad (IV.12)$$

Como se indicó anteriormente, la presión de fractura puede definirse aproximadamente por medio de la ecuación (IV.5), y apoyándose en (IV.12), puede expresarse como:

$$FP = p_f + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_v \quad (IV.13)$$

De tal manera que el gradiente de presión de fractura de la formación, es posible estimarlo a partir de:

$$FPG = p_f/D + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_v/D \quad (IV.14)$$

La construcción de este tipo de gráficas para una cierta área en cuestión, requiere del conocimiento del campo en estudio. La ecuación (IV.14) se conoce como "La ecuación del gradiente de fractura de Eaton", y en la cual se observa que el gradiente de presión de fractura es función de la relación de Poisson, de la presión de la formación y de la presión de sobrecarga, que son considerados a diferencia de los métodos anteriores como variables con respecto a la profundidad. Se observa además, que la ecuación presentada por Eaton comprende a la ecuación (IV.8) como caso particular y es similar a la de Matthews y Kelly.

El cociente de las relaciones de Poisson debe establecerse para cada área en particular, con la ayuda de datos de campo, a través de la siguiente expresión:

$$\frac{v}{1-v} = \frac{FPG - P_f/D}{S/D - P_f/D} \quad (IV.15)$$

o directamente la relación de Poisson con:

$$v = \frac{\lambda}{1+\lambda} \quad (IV.16)$$

donde:

$$\lambda = \frac{FPG - P_f/D}{S/D - P_f/D} \quad (IV.17)$$

Para determinar el gradiente de presión de fractura, utilizando este método, se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación:

- 1.- Similarmente a la técnica anterior, es necesario preparar una gráfica que represente la variación de la relación de Poisson con la profundidad, con datos pertenecientes al área en estudio, o bien una gráfica del cociente de relaciones de Poisson con la profundidad. En la Fig. (IV.9) se presenta el comportamiento que sigue la relación de Poisson con la profundidad para formaciones de la zona de la Costa del Golfo E.U.A. Esta gráfica considera a la presión de sobrecarga variable. Pueden construirse gráficas similares para otras

IV.15)

$$\frac{EPC - P_2/D}{S/D - P_2/D} = \frac{V}{I - V}$$

IV.16)

$$v = \frac{A}{1 + A}$$

IV.17)

$$A = \frac{EPC - P_2/D}{S/D - P_2/D}$$

Para determinar el gradiente de presión de fractura, utilizando este método, se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación:

Similarmente a la técnica anterior, es necesario preparar una gráfica que represente la variación de la relación de Poisson con la profundidad, con datos pertenecientes al área en estudio, a fin de una gráfica del cociente de relaciones de Poisson con la profundidad. En la Fig. (IV.9) se presenta el correspondiente que sigue la relación de Poisson con la profundidad para formaciones de la zona de la Costa del Golfo E.U.A. Esta gráfica comparada con la presión de sobrecarga variable.

PROFUNDIDAD (FT)

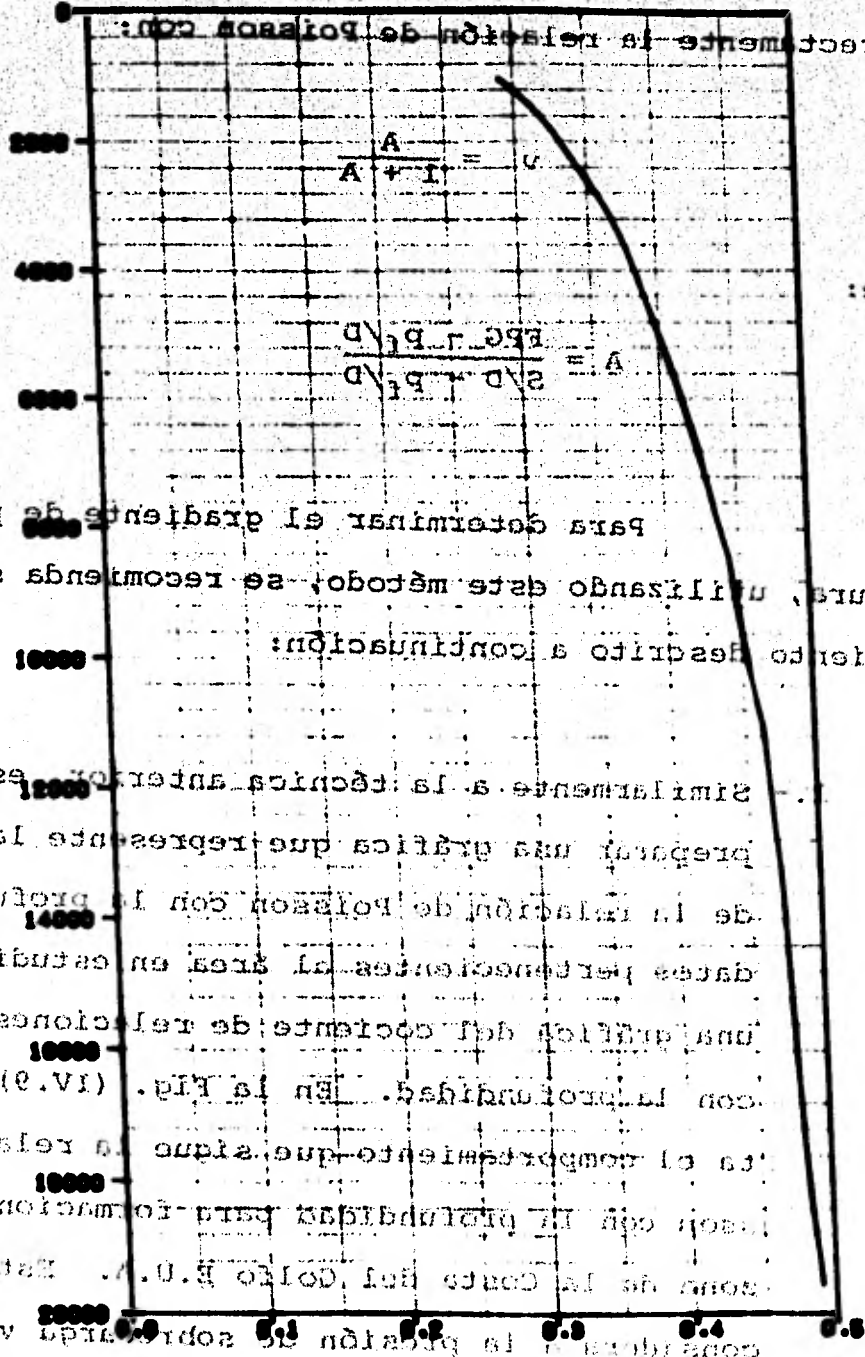
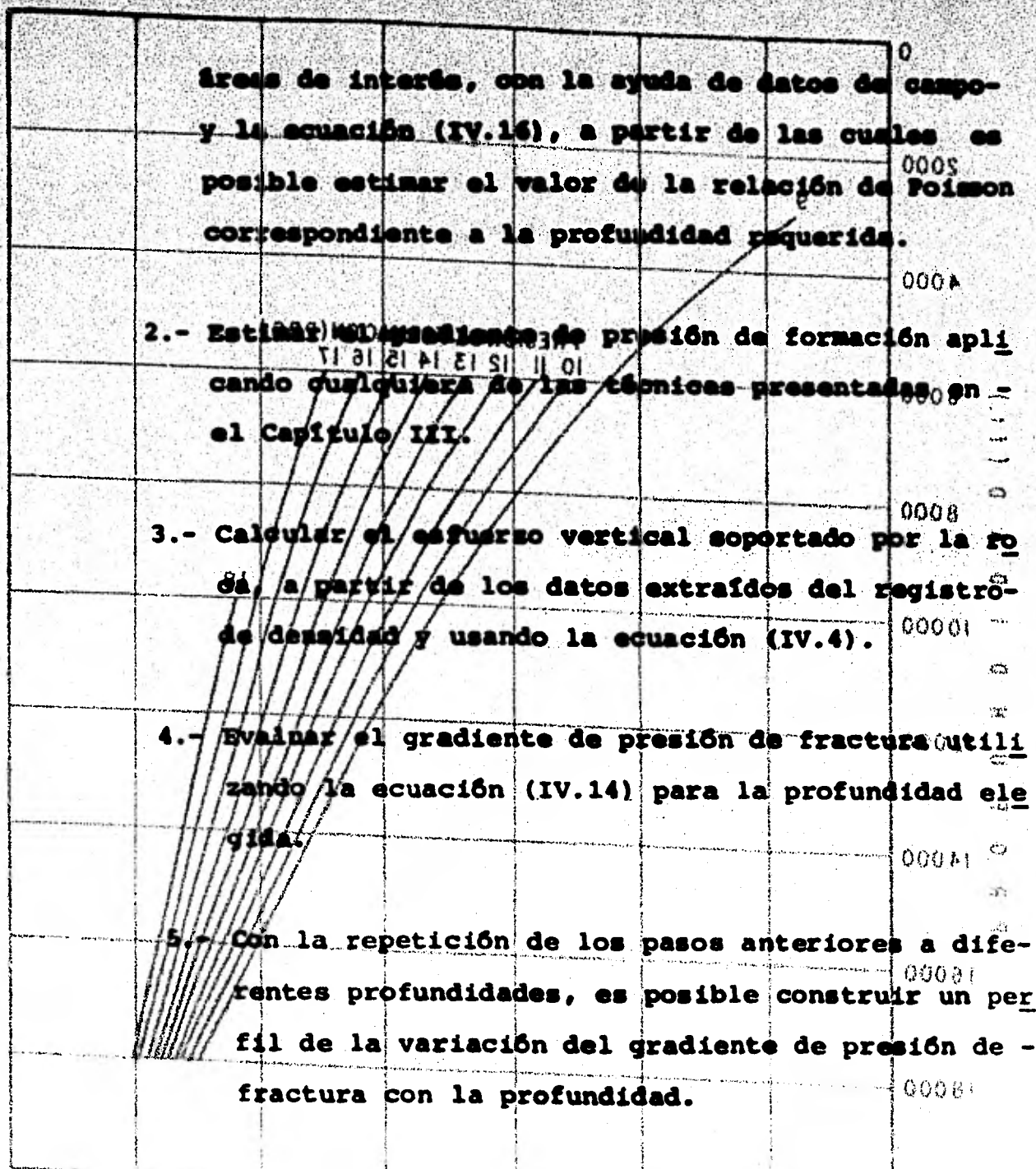
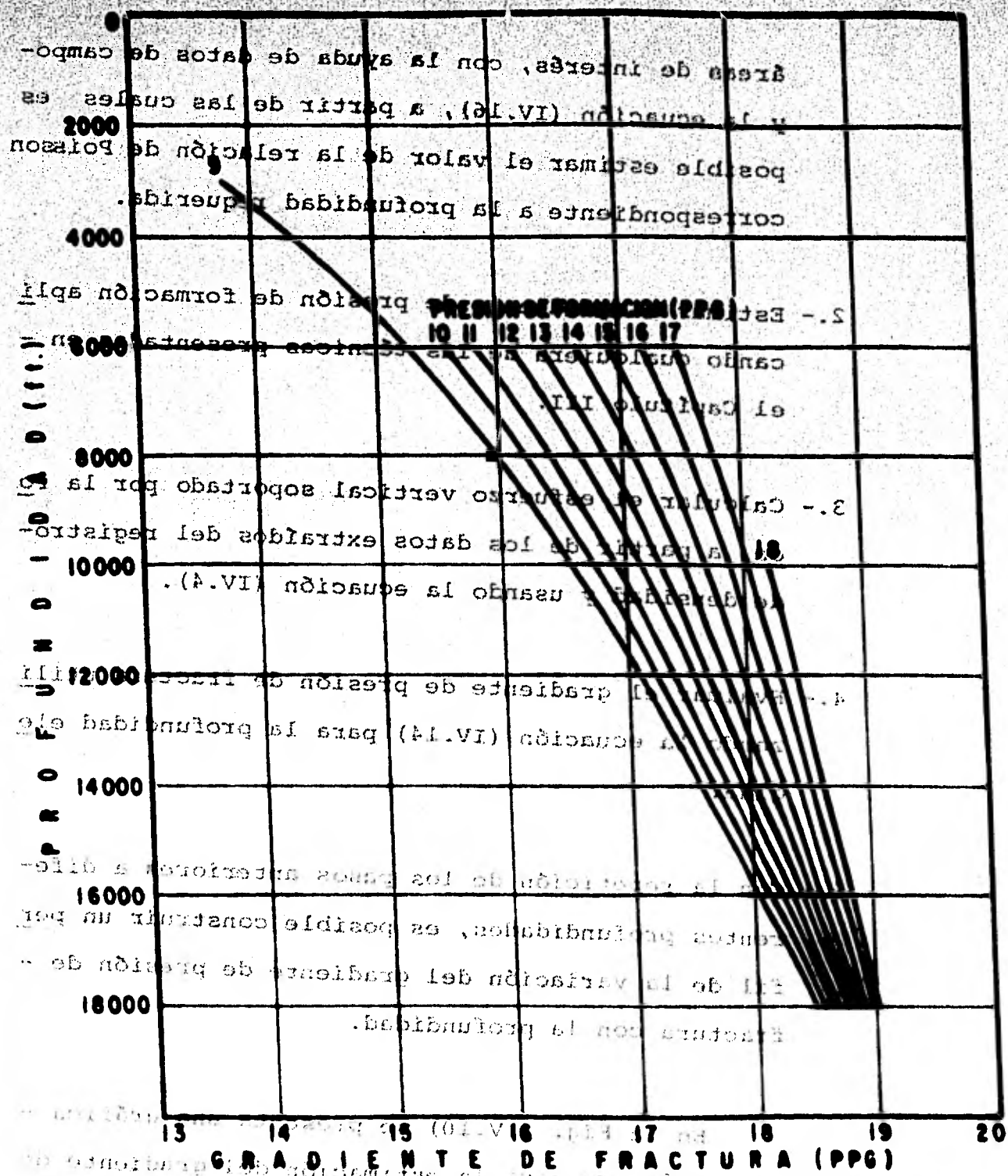


Fig. IV.9: VARIACION DE LA RELACION DE POISSON CON LA PROFUNDIDAD. CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE EATON.



En la Fig. (IV.10) se presenta una gráfica de gran interés práctico para la estimación del gradiente de presión de fractura, la cual representa la variación del gradiente de fractura con la profundidad para diferentes valores

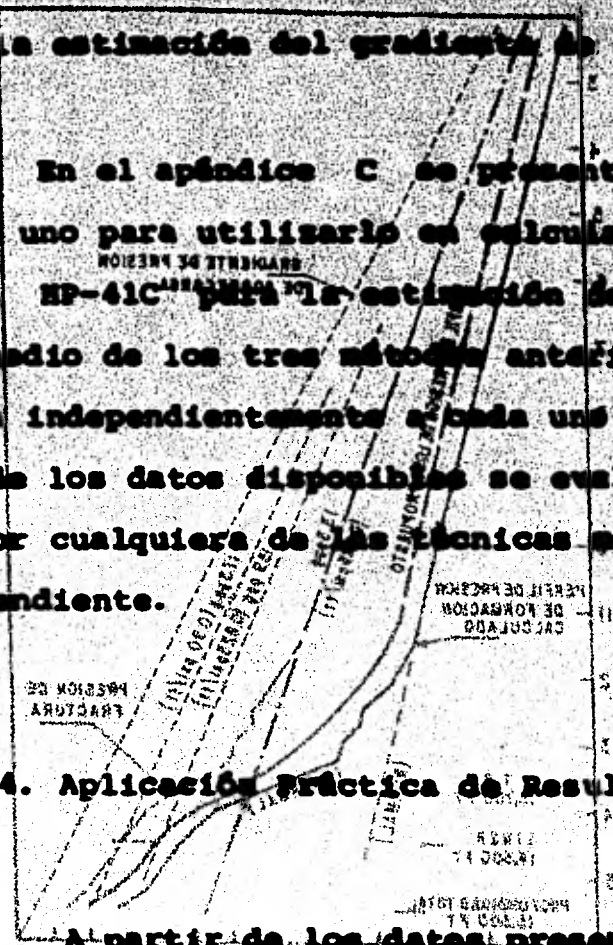


GRADIENTE DE FRACTURA (PPG)

FIG. IX-10.- CURVAS DE GRADIENTES DE FRACTURA EN EL AREA DE LA COSTA DEL GOLFO, E.U.A.

de la presión de formación. Esta gráfica fue preparada con datos del área de la Costa del Golfo, E. U. A., para lo cual considera una variación promedio de la densidad con la profundidad para la estimación del gradiente de sobrecarga.

En el apéndice C se presentan dos programas de cálculo uno para utilizarlo en calculadoras T.I. 58 6 59, y otro en HP-41C para la estimación del gradiente de fractura por medio de los tres métodos anteriores. Los programas manejan independientemente a cada uno de ellos, éstos, a partir de los datos disponibles se evalúa el gradiente de fractura por cualquiera de las técnicas mencionadas, conjunta o independiente.



IV.2.4. Aplicación Práctica de Resultados

A partir de los datos presentados en la gráfica de la Fig. IV.2.1 se puede desarrollar un programa básico de profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento como se indica a continuación.

Se observa que la presión de formación a la profundidad total es de 13,400 psi. Para perforar con seguridad es deseable usar pesos de lodo que ejerzan una presión

En la Tabla IV se muestra el asentamiento de perforación que indica las profundidades de asentamiento de la tubería y densidad de lodo. En la Tabla V se muestra el asentamiento de tubería en el fondo del agujero, se encuentra un punto de fractura en el cual se interseca el perfil de fractura, lo cual significa que las formaciones arriba de 14,500 ft se fracturarán con un peso de lodo de 17.3 ppg. Por tanto, la profundidad de 14,500 ft corresponde al asentamiento de una tubería de revestimiento.

USANDO EL MISMO PROCEDIMIENTO Y MANTENIENDO LA DENSIDAD DE LODO ARRIBA DE LA PRESIÓN DE FORMACIÓN (+ 300 PSI MAYOR), LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA SIGUIENTE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO SE LOCALIZA A 13,700 FT.

13.700	13.700	13.700	13.700
13.700	13.700	13.700	13.700
13.700	13.700	13.700	13.700
13.700	13.700	13.700	13.700

Con un peso de lodo de 13.3 ppg se puede perforar con seguridad a esa profundidad y en ninguna parte arriba de ella se sobrepasa la presión necesaria para fracturar las formaciones sobreyacentes.

Es recomendable programar una tubería de revestimiento a una profundidad de 3 000 a 4 000 ft (914 a -

... de la tubería de revestimiento...
 ... y propiedades...
 ... condiciones...
 ... en el fondo del agujero y se encuentran... de la

En la Tabla IV.1 se presenta el programa de perforación que indica las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, tamaño de agujero y densidad de lodo a utilizar, tal como se determinan a partir de los perfiles de presión de formación y de fractura de la Fig. IV.10.

TABLA IV.1. PROGRAMA BÁSICO DE PERFORACION ELABORADO A PARTIR DE LOS GRADIENTES DE PRESION DE FORMACION Y DE FRACTURA CALCULADOS.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO			
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	DIAMETRO (pulg.)	PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO (ft)	DIAMETRO DEL AGUJERO (pulg.)
Superficial	13 3/8	3 000	15
Intermedia	9 5/8	13 700	12 1/4
Primer Liner	7	14 500	8 5/8
Segundo Liner	5	15 500	6 1/4

LODOS DE PERFORACION	
INTERVALO (ft)	DENSIDAD DE LODO (ppg)
3,000 - 11,500	9.0 - 9.5
11,500 - 13,300	9.5 - 11.8
13,300 - 13,700	11.8 - 13.3
13,700 - 14,500	13.3 - 15.9
14,500 - 15,500	15.9 - 17.3

CAPITULO V

DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO AUTOMATICO DE CALCULO

En este capítulo se presentan las características individuales del conjunto de programas desarrollados para el cálculo de los gradientes de presión de formación y de fractura, así como ejemplos ilustrativos de los resultados obtenidos con su uso; se considera conveniente para una mejor presentación, dividir el capítulo en tres partes principales;

en la primera se tratan con detalle los programas relacionados con el cálculo del gradiente de presión de formación, en la segunda con los de gradiente de fractura y por último en la tercera de los resultados obtenidos con un paquete de apoyo de gran utilidad en la presentación de resultados tanto de gradientes de presión de formación como de fractura.

V.1. GRADIENTE DE LA PRESION DE FORMACION

Para realizar en forma automática la estimación de las presiones de formación en zonas anormales se diseñaron dos programas en lenguaje FORTRAN, el primero de ellos para la detección y el segundo para la cuantificación de las presiones de formación.

La información requerida por el programa de detección se obtiene de los registros geofísicos de explotación, tales como el de inducción, sísmico de porosidad, rayos gamma-neutrón y densidad. A partir del registro de inducción se leen datos de SSP en arenas y de resistividad de lutitas a diferentes profundidades a lo largo de todo el pozo. Si se utiliza la curva normal corta amplificada ya no es necesario efectuar correcciones en las lecturas de resistividad. Se recomienda seguir las consideraciones hechas en el Capítulo III para la lectura de los registros, con el fin de obtener resultados confiables en la interpretación. Del sísmico de porosidad se leen tiempos de tránsito en estratos lutíticos, en tanto que en el de rayos gamma-neutrón se leen directamente valores de porosidad. En el registro de densidad, si el objetivo es detectar la zona con presión anormal, deben leerse valores de densidad solamente en estratos lutíticos, mientras que, si lo que se busca, es el gradiente de sobrecarga para la cuantificación de presiones de formación, los datos pueden obtenerse a cada 5 ó 10 metros en rocas de cualquier litología.

Además de la información anteriormente indicada, las densidades de lodo utilizadas en la perforación, así como las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento entran como datos adicionales.

Si se cuenta con toda la información requerida para el programa se hace la alimentación de datos al programa en gran medida. En algunos casos el programa construye todas estas gráficas. Sin embargo, en cada caso de presentación de gráficas, el usuario debe proporcionar la información al programa en cada caso correspondiente a la información disponible en cada caso. El programa genera un ordenamiento de datos.

Algunas otras gráficas de interés, tales como el programa de información de entrada y salida de los exponentes "d" y "b" o la de los exponentes "d" y "b", esto es, verifica el número de datos por tarjeta y el apropiado, si se encuentran ordenados en forma ascendente.

El comando utilizado con respecto a la profundidad y además si el comando utilizado se encuentra definido. En caso de encontrar anomalías, en las gráficas (a), (b), (c), (d), (e) y (f) presentadas, tal como el primer letrero indicativo de cada una de ellas, tal como el ejemplo que se muestra en la Tabla V.1.

Con este programa es posible graficar, en el caso de los datos de los registros de los parámetros correspondientes contra la profundidad en escalas semilogarítmicas (log R_h, log A_h, log T_h, y log P_h contra profundidades). En el caso de los datos de los registros de los parámetros correspondientes contra la profundidad en escalas semilogarítmicas (log R_h, log A_h, log T_h, y log P_h contra profundidades).

Con este programa es posible graficar, en el caso de los datos de los registros de los parámetros correspondientes contra la profundidad en escalas semilogarítmicas (log R_h, log A_h, log T_h, y log P_h contra profundidades).

- (a) Resistividad de lutitas.
- (b) Densidad de lodo.
- (c) Tiempo de tránsito de lutitas.
- (d) Porosidad de lutitas.
- (e) Factor de formación de lutitas.
- (f) Densidad de lutitas.
- (g) Densidad de roca.
- (h) Gradiente de sobrecarga..

Si se cuenta con toda la información requerida, entonces el paquete construye todas estas gráficas. Sin embargo, es capaz de presentar únicamente aquellas gráficas correspondientes a la información disponible en cada pozo.

Algunas otras gráficas de interés, tales como la de los exponentes "d" y "d'" o la de σ contra profundidad, pueden ser implementadas fácilmente a este programa de cómputo.

Las gráficas (a), (c), (d), (e) y (f) presentan la variación de los parámetros correspondientes contra profundidad en escalas semilogarítmicas ($\text{Log } R_{sh}$, $\text{Log } \Delta t_{sh}$, $\text{Log } \phi_{sh}$, $\text{Log } P_{sh}$, y $\text{Log } \rho_{sh}$ contra profundidad). En el caso de no disponer del registro de rayos gamma-neutrón el programa puede calcular los valores de porosidad a partir de tiempos de tránsito, utilizando la ecuación (III.5), para lo cual es necesario estimar previamente los valores de tiempos de tránsito de fluido y matriz, característicos de las formaciones penetradas e introducirlos como información adicional.

En la gráfica (b), además de los datos de densidad de lodo, es posible indicar el asentamiento de tuberías de revestimiento, pérdidas y fluidos ocurridos durante la perforación, así como datos de temperatura de lodo. La gráfica (e) se obtiene procesando la información del registro de-

altura de la mesa toral, registros disponibles, columna de
inducción, tal y como se indicó al presentar el método de Pozo
ter y Whalen en el Capítulo III. La gráfica (h) se prepara
con base en los datos de densidad de roca siguiendo el mismo
procedimiento presentado en el Capítulo II.

Al finalizar el capítulo se presentan las gráficas de las Figs. V.5 y V.6, obtenidas con el programa de cómputo, utilizando datos del pozo Sitio Grande No. 1 en las cuatro primeras, y usando datos ficticios para la preparación de las gráficas de las Figs. V.5 y V.6. Con datos de densidad de roca y gradiente de sobrecarga del pozo "C" al este de Cameron, E.U.A. se obtienen las dos últimas gráficas.

El programa de detección está diseñado para guardar información en un archivo de acceso directo, indispensable para el programa de evaluación que se corre posteriormente; También acepta un número ilimitado de pozos en una sola corrida e imprime en el listado de salida, la posición de la información de cada pozo en el archivo de datos.

Además, presenta información útil del pozo, Tabla V.2, tal como: clasificación, distrito y campo al que pertenece, posición, sistema de coordenadas, profundidad total,

altura de la zona rotaria, registros disponibles, columna con
lógica, profundidades de asentamiento de tuberías de revesti-
miento y diámetro de cada una de ellas, así como comentarios
pertinentes acerca del pozo, tales como pérdidas y ruidos, etc.
medidas directas de presión de formación y de fracturas, etc.

Se cuenta además, con la opción para listar
la información tal y como se introduce en tarjetas (Tabla V.3),
y es posible introducir como datos de entrada las escalas que
se juzgan prudentes para la construcción de los gráficos en cada
una de las gráficas, (Sección III.4.1.4) como se muestra en la
escala horizontal y/o la vertical.

En caso de no introducir esta opción las gráficas
se construyen en escalas convencionales, tales como las
que se muestran en las Figs. V.1 a V.8. En la Fig. V.9 se
presenta el ejemplo de una gráfica de densidad de lutitas en
escalas normales en la cual se hace evidente la utilización de
escalas expandidas en el eje horizontal y el vertical, tal co-
mo la mostrada en la Fig. V.10, para su posterior análisis.

También presenta en forma tabulada los datos
de entrada y los calculados para la construcción de las gráficas
mencionadas, como se observa en las Tablas V.4 a V.9.

Una vez construídas las diferentes gráficas se procede a definir una curva para la gráfica (a) o una línea recta para las gráficas (c), (d), (e) y (f), que representen la tendencia normal de ocupación. Debe tenerse siempre presente la forma correcta de la tendencia normal variada con la edad y el tipo de lutas presentes. Debe tratarse de definir la mejor tendencia, puesto que ésta es la base para obtener la cima de la zona sobrepresionada y realizar cualquier interpretación cuantitativa.

Con base en la tendencia normal trazada, se localizan las profundidades de la cima y la base de la zona sobrepresionada. El cual puede realizarse por medio de regresión lineal o

En la Fig. V.11 se presenta un diagrama de flujo que considera los pasos a seguir en el procedimiento de cálculo de las presiones de formación. La etapa 4 de este diagrama que involucra el cálculo de las geopresiones puede estar constituida por cualquiera de los procedimientos establecidos por Hottman-Johnson, Eaton, Foster-Whalen o el de profundidades equivalentes. El método a escoger obviamente

depende de la información con la que se cuenta para el estudio, y si es posible deben aplicarse las 4 técnicas.

Para ejemplificar el cálculo automático por medio de la técnica de Hottman y Johnson, se introdujo al pro

grano de evaluación, la curva de la Fig. III.17 que representa la relación de gradiente de presión de formación con el coeficiente de resistividad. En la reproducción de esta figura, se procede a definir una curva para la gráfica (a) o una línea de ajuste, por cada intervalo, con expresiones analíticas que representan en forma continua a la curva, para su uso posterior en el programa de cálculo.

Sin embargo, cuando se dispone con suficiente información perteneciente al área particular en estudio, es posible

construir gráficas apropiadas, para realizar un cálculo más representativo de la zona. Para esto, a los datos de área en estudio se les debe ajustar una curva representativa, lo cual puede realizarse por medio de regresión lineal, o bien trazar manualmente la mejor curva representativa de los datos y luego, expresarla analíticamente con interpolación por Splines. En la mayoría de los casos, quizá se obtenga una mejor representación de los datos mediante esta última manera de ajuste, ya que si algunos puntos se encuentran dispersados de la tendencia normal afectan de gran manera la curva representativa de la regresión lineal.

Si se carece de datos de resistividad, entonces pueden utilizarse tiempos de tránsito y una gráfica del gradiente de presión contra la diferencia entre los tiempos de tránsito observado y normal de las lutitas, para estimar la presión de formación.

Para realizar el cálculo de las densidades, se debe utilizar el método de Eaton, en caso necesario, con anterioridad a utilizar, para lo cual es necesario tener información de formación en la zona anormal. Esta información rara vez se tiene disponible, por lo que se considera que un procedimiento aceptable para el cálculo del exponente es el que se describe a continuación:

a) Se encuentra el valor máximo de la relación de parámetros (μ_0/μ_2) máximas, por ejemplo, y su profundidad correspondiente.

b) Se analiza la gráfica de densidad de lodo para el pozo en cuestión, y en aquellos casos donde el perfil de densidades muestra una variación escalonada, se estima la densidad correspondiente a la máxima sobrepresión, suponiendo que en estos casos la presión de formación representa el 95% de la presión equivalente ejercida por el lodo; este razonamiento se sustenta en suponer que las densidades de lodo utilizado satisfacen a los requerimientos de las presiones de las formaciones penetradas durante la perforación.

Es muy importante tomar en cuenta las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento

... el perfil de densidad...
... se muestran incrementos en el...
... peso del lodo (permisible a simple vista, tal...
... como el mostrado en el pozo Sitio Grande No. 1 a...
... una profundidad de 1470 m.

Este incremento como puede deducirse fácilmente -
no fue debido a los requerimientos de presión de
formación, ya que a 3500 m. el peso vuelve a dis-
minuir sin comentar ninguna tubería de revesti-
miento en este tramo, Fig. V.2.

c) Se calcula el exponente con la ecuación (II.21), -
donde todos los parámetros son conocidos.

Es necesario hacer notar que este procedi-
miento es útil cuando no se tienen datos de presión de forma-
ción y que no substituye de ninguna manera las mediciones de
presión de formación.

El cálculo por medio de las técnicas de Fos-
ter-Whalen y Profundidades Equivalentes no requiere del cono-
cimiento de medidas de presión de formación.

Los cuatro métodos de cuantificación requie-
ren del trazado de una tendencia normal: Como datos de entra-

de entrada y el análisis previo de las gráficas (Etapas 3, Fig. 3). El programa de evaluación está diseñado para leer los resultados de los ensayos de laboratorio y presentar en las Tablas V.10 a V.12 y en las Fig. V.11 y V.12, una tendencia (trazada manualmente), de tal manera que los puntos más espaciados deben representar a la curva de tensión normal (ajustada).

V.2. GRADIENTE DE LA PRESIÓN DE FRACURA
Para las tendencias lineales, tales como la-

de la gráfica de tiempo de tránsito contra profundidad, Fig. V.3, basta con dos puntos para realizar el ajuste de la tendencia normal de compactación, mientras que para tendencias no lineales como la de resistividad, Fig. V.1, se requieren de cinco a diez puntos.

El programa de evaluación ajusta la curva de tendencia por regresión lineal, calcula el exponente de la ecuación de Eaton (cuando sea el caso), y finalmente, utilizando la información que se obtiene del programa de detección, calcula las presiones de la zona anormal y la densidad de lodo equivalente.

Tanto las tendencias normales ajustadas como las densidades de lodo equivalente, se obtienen gráficamente para ilustrar mejor los resultados obtenidos mediante este proceso de cálculo.

Observando estas últimas gráficas es posible hacer un análisis de los resultados, para verificar los datos

de entrada y el análisis previo de las gráficas (Etapa 3, Fig. V.11). Los resultados arrojados por el programa de evaluación se presentan en las Tablas V.10 a, V.11 y en las Figs. V.12 a, V.15.

(ajustada) normal

V.2. GRADIENTE DE LA PRESION DE FRACTURA

Para las tendencias lineales, tales como la

de la gráfica de tiempo de tránsito contra profundidad Fig. V.16, se utiliza el método indirecto de estimación de la presión de fractura.

Para la estimación indirecta de la presión de fractura se cuenta con un programa que tiene impli-

mentados los tres métodos apuntados en el capítulo anterior de compactación, mientras que para tendencias

de resistencia como la de resistividad, Fig. V.17, se reducen a las de resistencia (Hubbert-Rubey, Matthews-Kelly, Eaton). Con el empleo de este

programa, se logra la integración de estas técnicas, su aplica-

cación rápida y eficiente, así como también gran confiabili-

dad en los resultados para toma de decisiones en las operacio-

nes efectuadas en los pozos petroleros.

En la Fig. V.16, se presenta la secuencia de

cálculo efectuada por el programa diseñado para estimar los

gradientes de presión de fractura.

Para su aplicación se requiere información

de densidad de roca y resistividad de lutitas (registros de

densidad e inducción).

Con esta información el programa construye

gráficas de tales parámetros contra la profundidad.

Para simplificar la aplicación del procedimiento, se introdujo información obtenida de la literatura acerca de la variación del coeficiente de esfuerzo de la matriz y la relación de Poisson con la profundidad, para el área de la Costa del Golfo, E.U.A. Esto se hizo utilizando interpolación por Splines como en el caso de la gráfica del cociente de resistividades contra PFG, Fig. III.17.

Esta información debe de introducirse para cada área en especial, a partir del análisis de muchos pozos.

El cálculo de la presión de formación involucrado en la estimación del gradiente de la fractura, se realiza utilizando el método de Hottman y Johnson; por tanto, si se carece de resistividad pueden utilizarse tiempos de tránsito y con ayuda de una gráfica de gradiente de presión de formación contra la diferencia entre los tiempos de tránsito observado y normal de las lutitas, estimar la presión de formación.

Esta presión también puede obtenerse utilizando otros métodos fácilmente acoplables al programa de cómputo que comprende e integra este procedimiento, Fig. V.16.

A partir de los datos de densidad de roca se calculan los valores de gradiente de sobrecarga. Usando estos valores se obtiene el gradiente de sobrecarga a la profundidad de interés, para lo que es necesario efectuar inter

polación por Splines, ya que la profundidad requerida no siem-
 -- se deduce de las relaciones de densidad de --
 -- para la obtención de la información obtenida de la literatura --
 -- roca.
 -- acerca de la variación del coeficiente de esfuerzo de la ma-
 -- para el área de la profundidad, para el área
 -- la matriz, fig. IV.7, se obtiene K. Directamente se obtiene
 -- minada la profundidad a la cual el esfuerzo vertical es normal.
 -- de resistencias contra PFG, Fig. III.17.

Por medio de la gráfica de la relación de Poisson con la profundidad se encuentra el valor de ν a la profundidad requerida de una manera directa.

Posteriormente, es posible realizar el cálculo de los gradientes de presión de fractura, utilizando las ecuaciones (IV.8), (IV.9), y (IV.14) establecidas respectivamente por los tres métodos manejados, Fig. V.16.

Repetiendo este procedimiento se realiza el cálculo de los gradientes de fractura correspondientes a todas las profundidades deseadas y finalmente, se construye una gráfica de PPG Y PFG contra la profundidad para facilitar la comparación de los resultados obtenidos con los tres métodos.

Para mostrar las ventajas del procedimiento automático para el cálculo del gradiente de fractura se presen-

A pesar de que los tres métodos aplicados es
te la aplicación de un ejemplo, cuyos datos se tomaron de la
literatura.

Los datos de densidad de roca y resistividad
de las lutitas, correspondientes al ejemplo citado se procesa
mediante el programa de cómputo desarrollado, para obte-
ner la relación de estos parámetros con la profundidad, según
se indica en la Fig. V. 16 y que se presentan en las Figs. Nos.

Siguendo los pasos del procedimiento de cálculo
lo indicado en la Fig. V.16, se calcularon los gradientes de
presión de fractura de la formación, cuyos valores se presen-
tan en la Tabla V.12 y en la Fig. V.18.

En esta figura se observa que los valores de
de los gradientes de presión de fractura aumentan con un in-
cremento en la presión de formación y que siempre aumenta --
con la profundidad, independientemente del comportamiento de
la presión de formación.

Abajo de una zona de presión anormal el FPG-
disminuye hasta alcanzar la tendencia normal. En la zona anor-
mal también se observa que disminuye la diferencia entre los
gradientes de presión de formación y de fractura.

A pesar de que los tres métodos aplicados en el ejemplo cuyos datos se tomaron de la Tabla 1, están inter-relacionados en sus principios básicos, no se obtuvieron valores iguales de gradientes de fractura, lo cual se debe a que los coeficientes de las ecuaciones (IV.8), (IV.9) y (IV.14) son diferentes. Por otro lado, puede indicarse que los resultados de Matthews-Kelly y Eaton son bastante semejantes en la zona normal; sin embargo las curvas se separan en la zona de presión anormal. Además se ha establecido en la literatura que los gradientes reales de fractura se encuentran --

más allá del valor máximo del método de Hubbert y Willis, por tanto, no es recomendable apoyarse rigurosamente en esta técnica.

V.3. REPRESENTACION BIDIMENSIONAL DE RESULTADOS

Además de los programas que comprenden el cálculo de las presiones de las formaciones y sus gradientes de fractura, se cuenta con un paquete auxiliar conocido como "SURFACE", útil para la presentación bidimensional de parámetros de interés, tales como cimas y bases de la zona sobrepresionada, curvas de isopresiones e iso fractura, etc.

En las Fig. V.19 a V.22 se presentan algunas de las configuraciones logradas con el paquete "SURFACE". Es importante indicar que a medida de que se disponga de más datos las configuraciones serán más precisas.

LISTADO DE COPIAS UTILIZADAS

1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

PLUMA 100 200
 HOMBRE CAMFRON

CLACF PRODUCTOR (ACETATE) SITIO GRANDE OITIS OINMAC+ ZIHO ANHOMA REFORMA CHIZO OITIS OITIS

ERROR (CLACF) NO ESTA DEFINIDO COMO COMANDO
 LA TIPOLOGIA NO ES TOMADA EN CUENTA

RSN 767.00 .70 822.96 .75 803.44 .80 914.80 .79

ERROR LOS PARAMETROS EN LECTURA NO ESTAN ORDENADOS EN FORMA ASCENDENTE

RSN	960.12	.80	1006.80	.72	1156.24	.71	1219.20	.69
RSN	1264.92	.67	1402.08	.65	1524.00	.72	1539.24	.75
RSN	1584.96	.75	1630.68	.80	1691.64	.81	1799.32	.84
RSN	1850.20	.94	1920.24	.94	1991.20	.95	2042.16	.80
RSN	2057.40	.90	2133.60	.91	2157.90	.93	2218.94	1.00
RSN	2359.15	1.00	2383.54	1.00	2453.74	1.01	2468.98	1.11
RSN	2490.36	1.10	2529.84	1.18	2590.80	1.14	2621.28	.98
RSN	2667.00	1.02	2773.68	1.00	2874.60	.95	2880.36	.97
RSN	2910.27	.91	3002.28	1.02	3074.57	.92	3169.92	.90
RSN	3246.12	.71	3352.80	.67	3398.52	.69	3413.76	.67
RSN	3474.72	.68	3520.44	.65	3611.80	.77	3672.84	.70
RSN	3749.04	.69	3794.76	.79	3873.68	.78	3859.72	.85
RSN	3895.3	.80	3947.16	.72	3992.88	.80	4038.60	.80
RSN	4084.32	.72	4114.80	.80	4173.76	.80	4221.48	.94
RSN	4251.96	.77	4282.44	.80	4326.16	.75	4389.12	.77
RSN	4495.80	.94	4507.24	.77	4662.48	.55	4663.44	.76

ESCEY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DENS	2.00	2.05	335.28	2.10	609.60	2.14	1082.00	2.20
DENS	1219.20	2.22	1548.76	2.25	1828.80	2.28	1996.44	2.30
DENS	2508.30	2.35	3108.06	2.40	3657.60	2.43	3901.44	2.45
DENS	4267.20	2.47	4876.80	2.49	5000.00	2.49	1.00	1.00
GRADSC	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EXECUTE	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

TABLA V.1.-EJEMPLO DE LOS MENSAJES EMITIDOS POR EL PROGRAMA DE DETECCION.

POZO EXPLORATORIO SITIO GRANDE NO. 1

DISTRITO COMALCALCO, REFORMA CHIS CAMPO SITIO GRANDE

CLASIFICACION PRODUCTOR (ACEITE)

SIST. DE COORDENADAS PUNTA GORDA

PROFUNDIDAD TOTAL = 4197.0 M.

M.R. = 44.750 M.

REGISTRO DE INDUCCION	496.0	4066.5	METROS
MICRO-REGISTRO	40.0	297.5	
RAYOS GAMMA-NEUTRON	2501.0	4203.0	
SONICO DE POROSIDAD	25.0	4203.0	
REGISTRO ELECTRICO	40.0	503.5	

C O L U M N A

G E O L O G I A		R E V E S T I M I E N T O	
LITOLOGIA	PROFUNDIDAD (M.D.M.R.)	PROFUNDIDAD	DIAMETRO
PARAJE SOLO	30.0	26.00	24 0/0
FILISOLA	1980.0	495.00	16 0/0
DISCORDANCIA	2195.0	2500.00	10 3/4
OLIGOCENO MED.	2205.0	3893.00	7 5/8
OLIGOCENO INF.	2350.0	4197.00	5 0/0
EOCENO SUP.	2470.0		
PALEOCENO	3285.0		
CRETACICO SUP.	3667.0		

NOTAS POZO EXPLORATORIO.

TABLA V.2.-INFORMACION GENERAL DEL POZO SITIO GRANDE NO. 1

TABLA V.3.-VALORES DE RESISTIVIDAD Y TIEMPO DE TRANSITO LIDOS DE LOS REGISTROS DE INDUCCION Y SONICO DE POROSIDAD DEL POZO SITIO GRANDE NO. 1

●●● LISTADO DE COMANDOS UTILIZADOS ●●●

COMANDO	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD
CHINIT POZO EXPLORATORIO.								
NOMBRE SITIO GRANDE NO. 1								
DISTR.	CD. CALCALCO, REFORMA CHIS	000.521						
CAMP.	SITIO GRANDE	000.051						
M.R.	73r. M.	150.051						
SIST.	PISTA GORJA	000.811						
CLAS.	PRODUCTOR (ACEITE)	000.051						
PROF.	1197.0 M.	000.011						
POSIC.	73-3308.18	000.211						
REGIS.	REGISTRO DE INDUCCION	000.401.0	-	4066.5	METROS			
REGIS.	MICRO-REGISTRO	000.401.0	-	2497.5				
REGIS.	RAYOS GAMMA-NEUTRON	000.501.0	-	4203.0				
REGIS.	SONICO DE POROSIDAD	000.121.0	-	4203.0				
REGIS.	REGISTRO ELECTRICO	000.801.0	-	503.5				
CGEOL.	LITOLOGIA	PROFUNDIDAD						
CGEOL.	PARAJE SOLO	090.08						
CGEOL.	FILISOLA	1980.00						
CGEOL.	DISCORDANCIA	2195.00						
CGEOL.	OLIGOCENO MED.	2205.00						
CGEOL.	OLIGOCENO INF.	2370.00						
CGEOL.	EOCENO SUP.	2470.00						
CGEOL.	PALFOCENO	3225.00						
CGEOL.	CRETACICO SUP.	3667.00						
TEMP.	73.0, 23.2497, 61, 3700, .99, 0.3833, 96, 3892, 100, 4067, .115, .4204, .117.							
ZAP.	5, 26, 495, 2506, 3493, 4197, 24, 0, 0, 15, 0, 0, 10, 3, 4, 7, 5, 0, 5, 0, 0							
DMUD	2000.	1.03	2260.	1.00	2260.	1.15	2320.	1.15
DMUD	2320.	1.14	2400.	1.00	2400.	1.00	2500.	1.04
DMUD	2500.	1.12	2600.	1.02	2600.	1.24	2660.	1.24
DMUD	2660.	1.27	2760.	1.27	2760.	1.45	3060.	1.45
DMUD	3060.	1.55	3100.	1.55	3100.	1.46	3130.	1.46
DMUD	3130.	1.55	3260.	1.55	3260.	1.56	3200.	1.56
DMUD	3260.	1.55	3300.	1.55	3300.	1.56	3470.	1.56
DMUD	3470.	1.80	3500.	1.80	3500.	1.6	3600.	1.6
DMUD	3600.	1.64	3620.	1.64	3620.	1.6	3700.	1.6
DMUD	3690.	1.60	3700.	1.60	3700.	1.6	3800.	1.6
DMUD	3800.	1.63	3920.	1.63	3920.	1.55	3940.	1.55
DMUD	3940.	1.59	3960.	1.59	3960.	1.52	3980.	1.52
DMUD	3980.	1.53	4000.	1.53	4000.	1.50	4020.	1.50
DMUD	4020.	1.80	4040.	1.80	4040.	1.13	4080.	1.13
DMUD	4080.	1.14	4100.	1.14	4100.	1.16	4120.	1.16
DMUD	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01			

TABLA V.3.-INFORMACION DEL POZO SITIO GRANDE NO. 1. TAL COMO SE INTRODUCE POR TARJETAS.

TABLA V.4.-VALORES DE RESISTIVIDAD Y TIEMPO DE TRANSITO LEIDOS DE LOS REGISTROS DE INDUCCION Y SONICO DE POROSIDAD DEL POZO SITIO GRANDE NO. 1

*** LISTADO DE COMANDOS UTILIZADOS ***

PROF. MEDIA DE LA LUTITA (M.B.M.R.)	RESISTIVIDAD (OHM/M)	TIEMPO DE TRANSITO (MICROSEG. POR PIE)	POROSIDAD CALCULADA (FRACCION)
1055.0	1.80	132.000	.35583
1106.0	1.70	120.000	.31566
1148.0	1.45	128.000	.34328
1218.0	1.50	118.000	.30817
1207.0	1.45	120.000	.31566
1309.0	1.50	114.000	.29240
1345.0	1.60	115.000	.28025
1374.0	1.50	115.000	.29545
1403.0	1.50	115.000	.29649
1524.0	1.55	115.000	.29649
1542.0	1.70	115.000	.29649
1501.0	1.70	108.000	.30817
1604.0	1.60	107.000	.26197
1669.0	1.60	107.000	.26197
1643.0	1.60	108.000	.26655
1744.0	1.65	108.000	.26655
1819.0	1.60	100.000	.25000
1894.0	1.75	104.000	.24767
1923.0	1.70	98.000	.23333
2079.0	1.60	87.000	.14167
2108.0	1.80	95.000	.20833
2182.0	1.95	90.000	.16667
2319.0	1.60	93.000	.19167
2338.0	1.40	93.000	.19167
2360.0	1.60	97.000	.22500
2380.0	1.40	96.000	.21667
2395.0	1.60	95.000	.20833
2452.0	1.40	96.000	.21667
2520.0	1.10	130.000	.34965
2602.0	.03	147.000	.39683
2758.0	1.00	147.000	.39683
2765.0	.97	147.000	.39683
2853.0	.91	128.000	.34328
2916.0	.96	120.000	.31566
2958.0	1.00	125.000	.33333
3075.0	.96	114.000	.29240
3148.0	1.00	114.000	.29240
3239.0	1.00	107.000	.26197
3370.0	1.04	104.000	.24767
3480.0	1.25	105.000	.25253
3568.0	1.63	100.000	.25000
3703.0	2.50	85.000	.12500

TABLA V.5.-DENSIDADES DE LODO UTILIZADAS EN LA PERFORACION DEL POZO SITIO GRANDE NO. 1

PROFUNDIDAD (M.B.M.R.)	DENSIDAD DE LODO (G/CC).	PROFUNDIDAD (M.B.M.R.)	DENSIDAD DE LODO (G/CC).
2000.0	1.08	3500.0	1.60
2260.0	1.08	3600.0	1.60
2260.0	1.15	3600.0	1.64
2320.0	1.15	3620.0	1.64
2320.0	1.10	3620.0	1.60
2400.0	1.10	3680.0	1.60
2400.0	1.08	3680.0	1.69
2500.0	1.08	3700.0	1.69
2500.0	1.12	3700.0	1.60
2600.0	1.12	3800.0	1.60
2600.0	1.24	3800.0	1.63
2660.0	1.24	3920.0	1.63
2660.0	1.27	3920.0	1.55
2760.0	1.27	3940.0	1.55
2760.0	1.45	3940.0	1.59
3060.0	1.45	3960.0	1.59
3060.0	1.55	3960.0	1.52
3100.0	1.55	3980.0	1.52
3100.0	1.46	3980.0	1.53
3130.0	1.46	4000.0	1.53
3130.0	1.55	4000.0	1.59
3260.0	1.55	4020.0	1.59
3260.0	1.56	4020.0	1.80
3280.0	1.56	4040.0	1.80
3280.0	1.55	4040.0	1.13
3300.0	1.55	4080.0	1.13
3300.0	1.56	4080.0	1.14
3470.0	1.56	4100.0	1.14
3470.0	1.80	4100.0	1.16
3500.0	1.80	4120.0	1.16

-171-

TABLA V.6.-EJEMPLO DE VARIACION DEL FACTOR DE FORMACION EN LUTITAS CALCULADO A PARTIR DEL POTENCIAL ESPONTANEO.

PROFUNDIDAD MEDIA DE LA ARENA CERCANA AL CUERPO LUTITICO

POTENCIAL ESPONTANEO (MILIVOLTS)

FACTORES DE FORMACION (CALCULADO)

-172-111-

1539.24
1584.96
1630.68
1661.16
1844.04
1935.48
2026.92
2067.88
2179.32
2232.66
2468.88
2545.68
2590.80
2697.48
2727.96
2804.16
2965.70
3032.76
3148.58
3230.88

80.00
86.00
70.00
60.00
80.00
60.00
70.00
80.00
80.00
65.00
70.00
86.00
80.00
70.00
80.00
76.00
74.00
80.00
90.00
80.00

13.9542
16.2817
10.2099
7.9539
15.0185
8.0486
10.7348
14.4828
16.5623
10.2304
11.9357
18.4553
15.8709
11.6249
15.5212
14.5423
15.3989
18.5041
22.0541
18.3739

1.10
1.10
1.10
1.10
1.12
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10
1.10

CONCENTRACION DE PEROXIDO DE H2O2

(W*W*W*W*W)

(E\CC)

TABLA V.7.-EJEMPLO DE VARIACION DE LA DENSIDAD DE LUTITAS CON LA PROFUNDIDAD

PROFUNDIDAD (M.B.M.R.)	DENSIDAD DE LUTITA (G/CC)	PROFUNDIDAD (M.B.M.R.)	DENSIDAD DE LUTITA (G/CC)
1000.0	2.000	1200.0	2.080
1300.0	2.040	1400.0	2.150
1600.0	2.300	1700.0	2.260
1800.0	2.380	1900.0	2.400
2100.0	2.620	2200.0	2.540
2300.0	2.580	2400.0	2.520
2500.0	2.760	2700.0	2.700
2800.0	2.690	2900.0	2.600
3000.0	2.750	3100.0	2.700
3150.0	2.350	3250.0	2.400
3350.0	2.350	3400.0	2.400
3440.0	2.330	3550.0	2.180
3650.0	2.120	3750.0	2.200
3850.0	2.100		

- 173 -

(G/CC)
DENSIDAD DE LUTITA

(M.B.M.R.)
PROFUNDIDAD

(G/CC)
DENSIDAD DE LUTITA

PROFUNDIDAD DE LUTITAS EN EL BOSQUE

TABLA V.8.-DENSIDADES DE ROCA MEDIDAS EN EL POZO CAMERON

PROFUNDIDAD (M.B.M.R.)	DENSIDAD DE ROCA (G/CC).	PROFUNDIDAD (M.B.M.R.)	DENSIDAD DE ROCA (G/CC).
2880.0	2.050	2120.0	2.100
3000.0	2.050	3350.0	2.100
2.000.0	2.140	1082.0	2.200
609.6	2.220	1508.0	2.250
1219.2	2.280	1996.0	2.300
1828.8	2.350	3109.0	2.400
2508.3	2.430	3905.0	2.450
3657.6	2.470	4876.0	2.490
4267.2	2.490	5500.0	2.500
5000.0	2.500	7000.0	2.500
	2.500	7100.0	2.500
	2.500	7200.0	2.500
	2.500	7300.0	2.500
	2.500	7500.0	2.500

- 174 -

PROFUNDIDAD (M.B.M.R.) DENSIDAD DE ROCA (G/CC.) PROFUNDIDAD (M.B.M.R.) DENSIDAD DE ROCA (G/CC.)

INSTRUMENTOS DE MEDICION DE LA DENSIDAD DE LAS ROCAS CON LA PROFUNDIDAD

TABLA V.9.-VARIACION DEL GRADIENTE DE SOBRECARGA CON LA PROFUNDIDAD EN EL POZO CAMERON

PROFUNDIDAD (M.B.M.R.)	GRAD. SOBRECARGA (PSI/PIE)	PROFUNDIDAD (M.B.M.R.)	GRAD. SOBRECARGA (PSI/PIE)
2.0	.889	335.3	.899
609.0	.906	1082.0	.922
1219.2	.926	1508.8	.935
1828.8	.943	1796.4	.947
2508.3	.959	3109.0	.973
3657.6	.984	3901.4	.989
4267.2	.995	4876.8	1.005
5000.0	1.007		

- 175 -

INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS Y TECNOLÓGICAS (IVIC) - INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS Y TECNOLÓGICAS (IVIC) - INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS Y TECNOLÓGICAS (IVIC) - INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS Y TECNOLÓGICAS (IVIC)

El presente informe fue elaborado por el personal técnico del IVIC, en cumplimiento de las funciones asignadas, y no representa necesariamente la opinión de la institución.

PROFUNDIDAD (M.U.M.R.)	TIEMPO DE TRANSITO OBSERVADO (MS/PIE).	TIEMPO DE TRANSITO NORMAL (MS/PIE).	COCIENTE DE TIEMPOS DE TRANSITO.	PRESION CALCULADA F A T O N (KG/CM2)	DENSIDAD DE LODO EQUIVALENTE (G/CC)
1055.00	132.00				
1106.00	120.00				
1146.00	128.00				
1218.00	118.00				
1267.00	120.00				
1309.00	114.00				
1345.00	113.00				
1374.00	115.00				
1403.00	115.00				
1524.00	115.00				
1542.00	115.00				
1561.00	118.00				
1604.00	107.00				
1669.00	107.00				
1693.00	108.00				
1744.00	108.00				
1819.00	100.00				
1894.00	104.00				
1923.00	98.00				
2079.00	87.00				
2104.00	95.00				
2182.00	90.00				
2314.00	93.00	92.20	.9914	262.300	1.045
2338.00	93.00	91.75	.9866	245.211	1.049
2360.00	97.00	91.23	.9406	255.595	1.083
2380.00	96.00	90.77	.9455	256.887	1.079
2395.00	95.00	90.41	.9517	257.386	1.075
2432.00	96.00	89.56	.9329	264.793	1.089
2520.00	130.00	87.55	.6734	325.639	1.292
2662.00	147.00	84.40	.5742	354.828	1.376
2734.00	147.00	82.76	.5630	379.318	1.385
2763.00	147.00	82.19	.5591	384.978	1.389
2853.00	128.00	80.34	.6277	379.319	1.330
2916.00	120.00	79.05	.6587	380.347	1.364
2950.00	125.00	78.20	.6256	396.009	1.332
3075.00	114.00	75.87	.6656	398.192	1.399
3148.00	114.00	74.46	.6532	412.867	1.309
3239.00	107.00	72.73	.6798	416.869	1.287
3370.00	104.00	70.32	.6761	434.731	1.290
3480.00	105.00	68.21	.6496	457.597	1.312
3568.00	100.00	66.82	.6682	462.609	1.297
3763.00	95.00				

-177-

INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS
 DIVISION DE GEOLÓGIA Y MINERÍA
 LABORATORIO DE GEOLÓGIA Y MINERÍA
 CARACAS, VENEZUELA

Tabla V.12.- RESULTADOS DEL CAMPO POTENCIADO MEDIANTE EL PROCEDIMIENTO AUTOMÁTICO DE CÁLCULO.

PROFUNDIDAD (METROS)	GRADIENTE DE PRESIÓN DE FORMACIÓN (PSI/FT)	GRADIENTES DE PRESIÓN DE MUDRANT			WILLIS MIN.	MAY.	MATTINGS Y KELLY	MAY.	MAY.	MAY.	MAY.	MAY.	MAY.
		WILLIS MIN.	MAY.	MATTINGS Y KELLY									
195.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
200.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
205.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
210.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
215.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
220.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
225.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
230.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
235.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
240.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
245.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
250.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
255.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
260.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
265.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
270.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
275.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
280.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
285.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
290.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
295.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
300.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
305.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
310.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
315.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
320.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
325.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
330.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
335.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
340.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
345.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
350.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
355.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
360.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
365.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
370.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
375.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
380.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
385.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
390.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
395.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
400.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
405.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
410.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
415.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
420.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
425.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
430.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
435.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
440.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
445.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
450.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
455.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
460.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
465.1	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65

INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS
 LABORATORIO DE GEOLÓGIA Y MINERÍA
 CARACAS, VENEZUELA

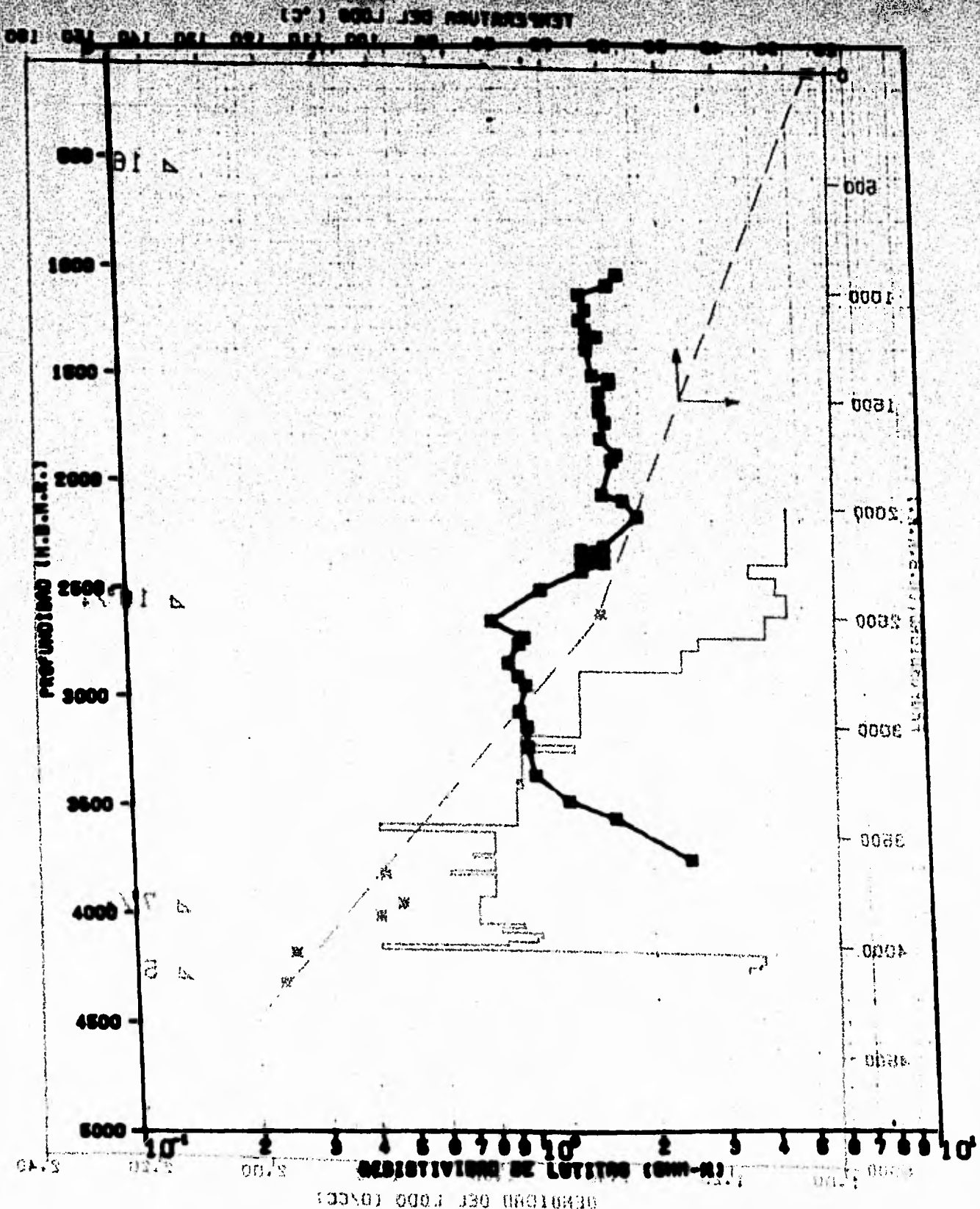


FIG. V.1.-VARIACION DE LA RESISTIVIDAD DE LAS LUTITAS CON LA PROFUNDIDAD. POZO SITIO GRANDE NO. 1

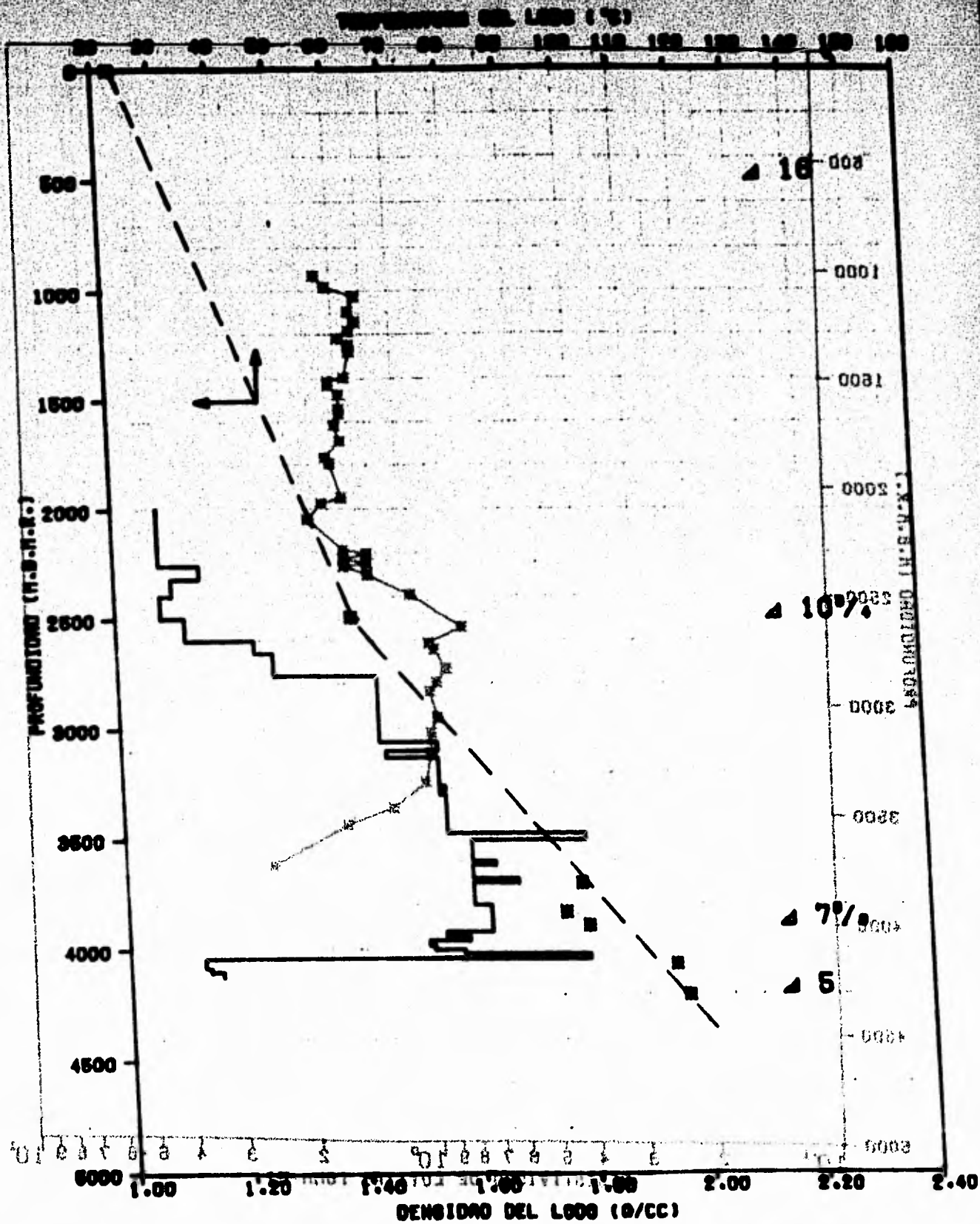


FIG. V.2.-VARIACION DE LA DENSIDAD Y LA TEMPERATURA DEL LODO DE PERFORACION CON LA PROFUNDIDAD EN EL POZO SITIO GRANDE NO. 1

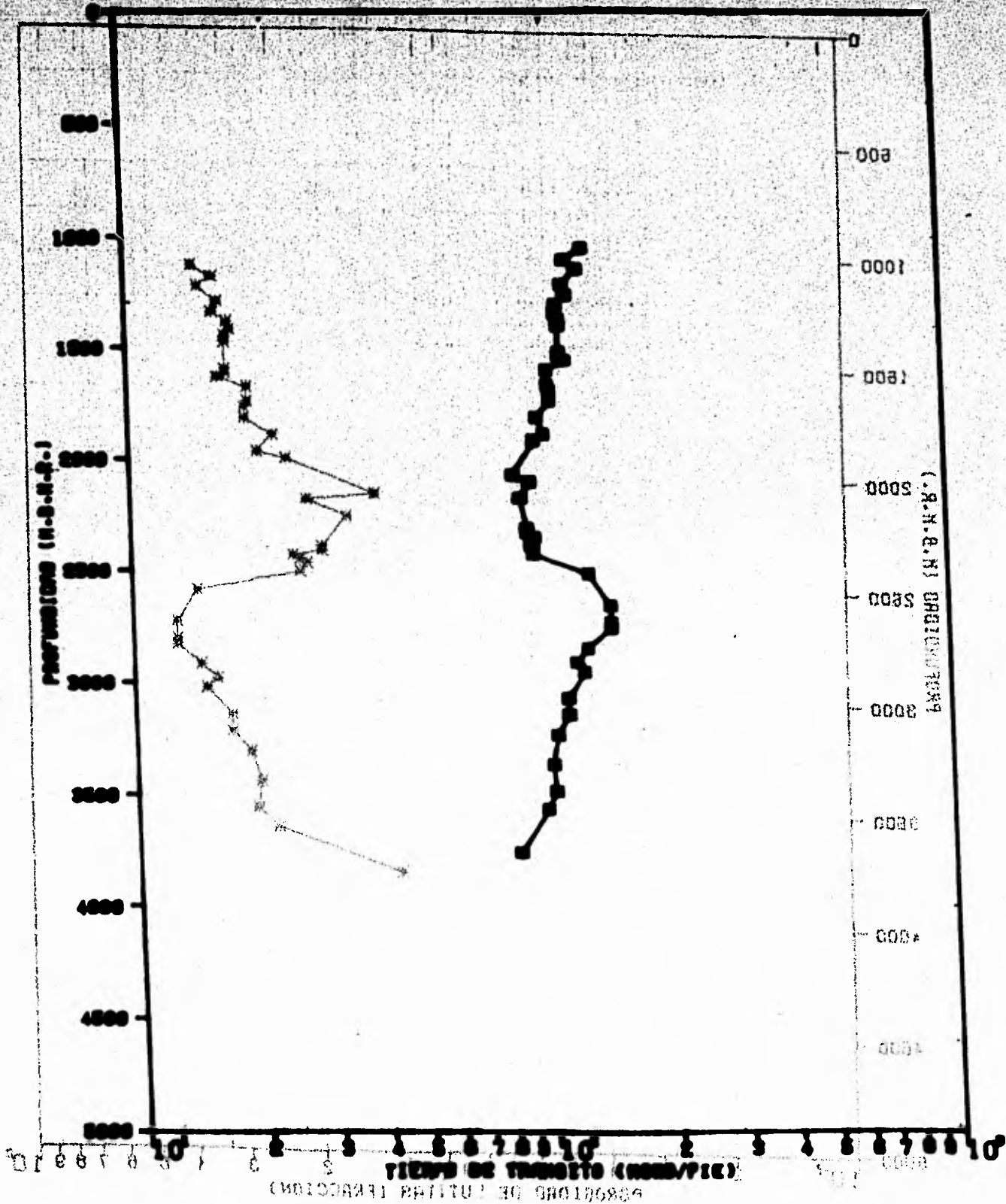


FIG. V.9.-VARIACION DEL TIEMPO DE TRANSITO DE LAS LUTITAS CON LA PROFUNDIDAD EN EL POZO LUTITAS GRANDE NO. 1

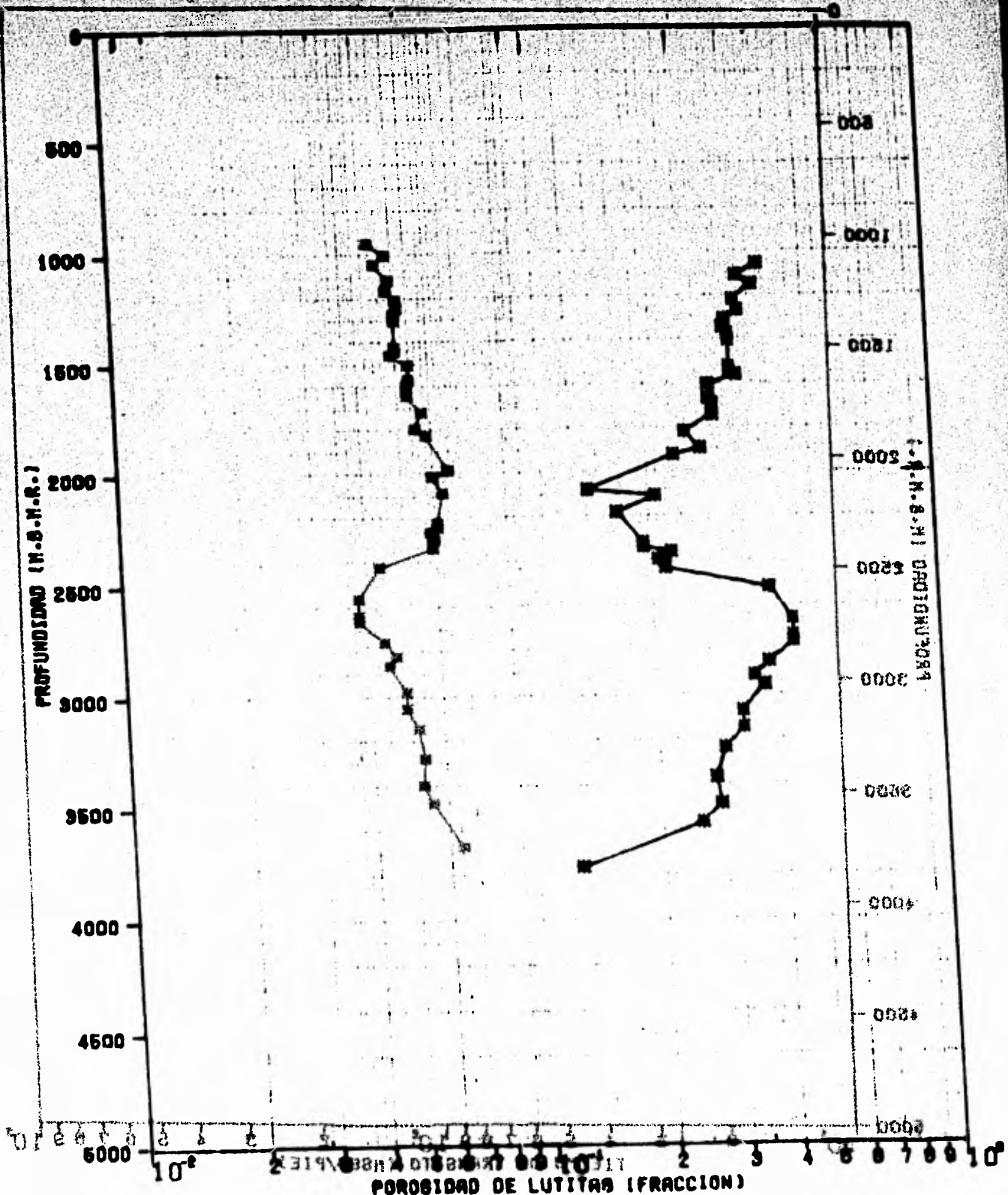


FIG. 7.4. VARIACION DE LA POROSIDAD EN LAS LUTITAS CON LA PROFUNDIDAD EN EL POZO SITIO GRANDE NO. 1

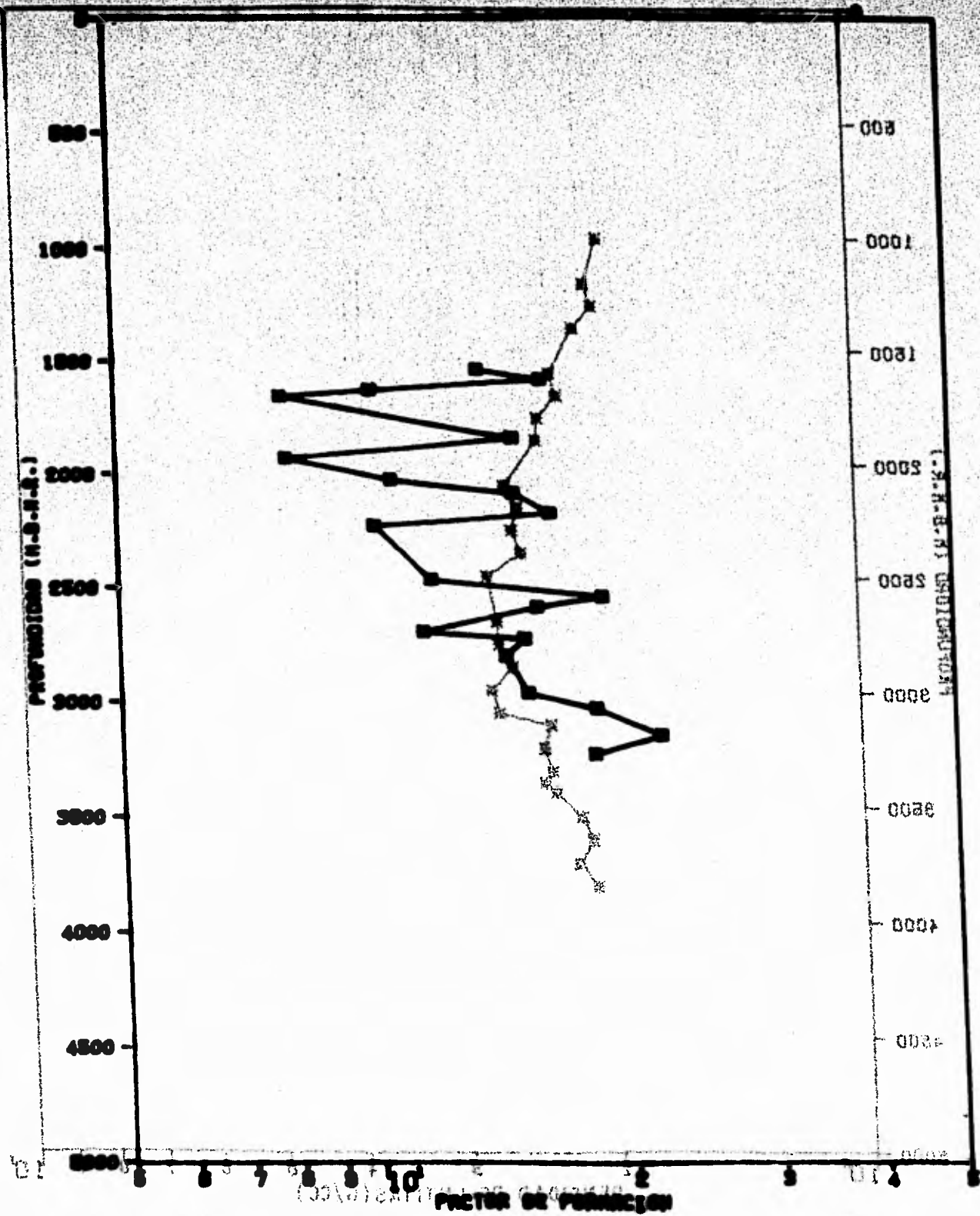


FIG. V.5.-EJEMPLO DE LA VARIACION DEL FACTOR DE FORMACION EN LAS LUTITAS CON LA PROFUNDIDAD.

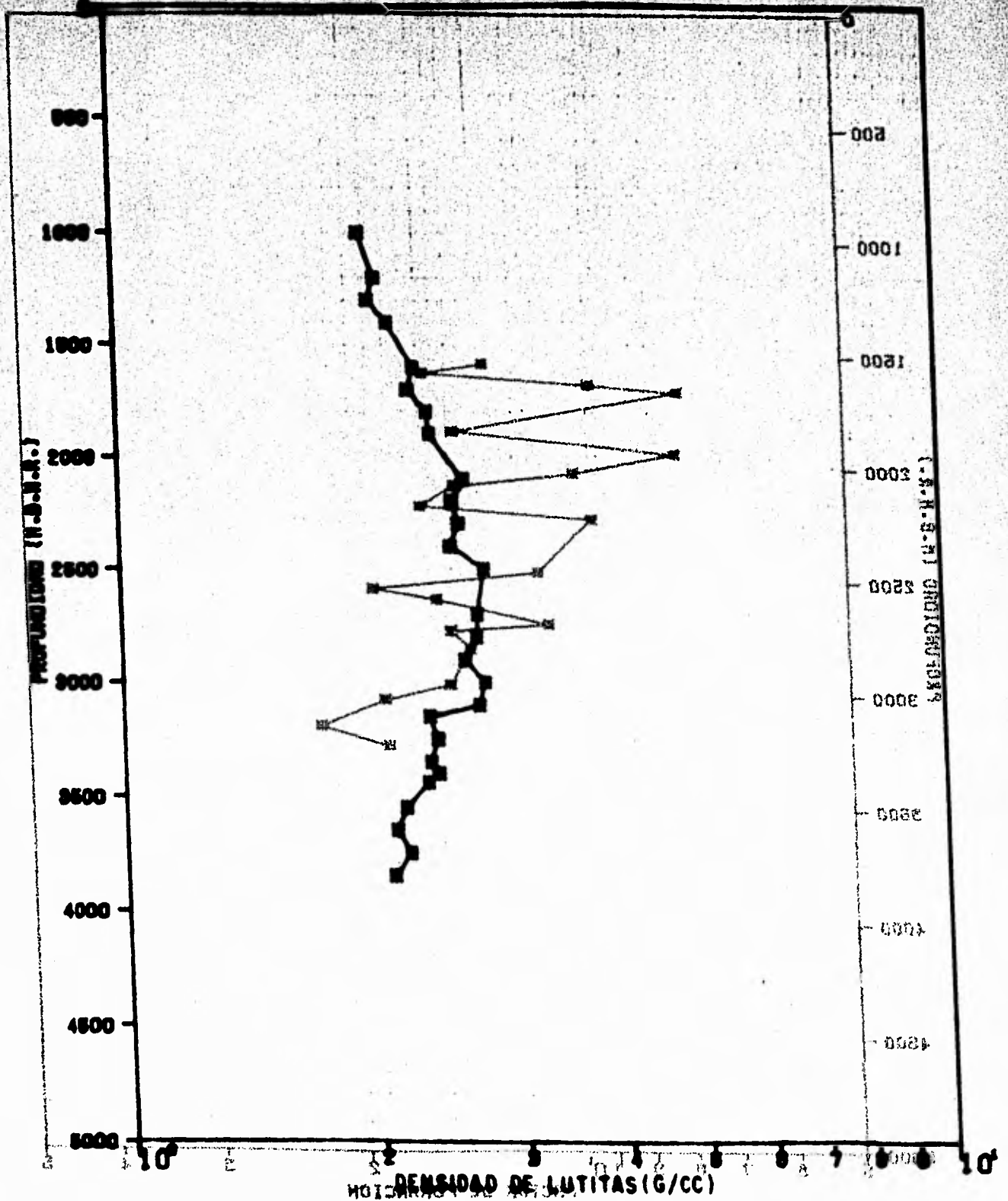


FIG. 56.- EJEMPLO DE LA VARIACION DE LA DENSIDAD DE LUTITAS CONTRA PROFUNDIDAD.

FIG. 56.- EJEMPLO DE LA VARIACION DE LA DENSIDAD DE LUTITAS CONTRA PROFUNDIDAD.

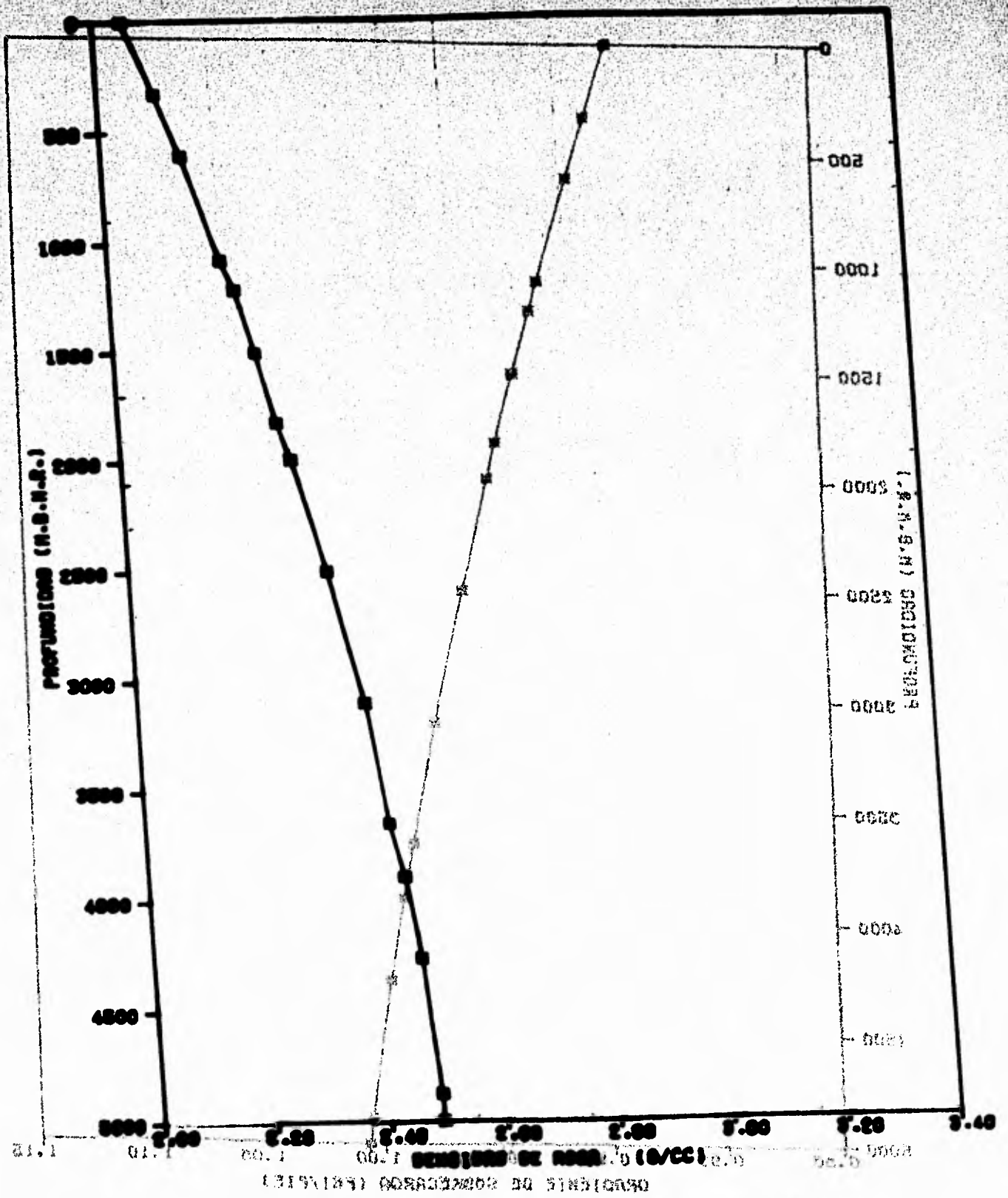


FIG. V.7.-VARIACION DE LA DENSIDAD DE LA ROCA CON LA PROFUNDIDAD EN EL PAIS CAMERON

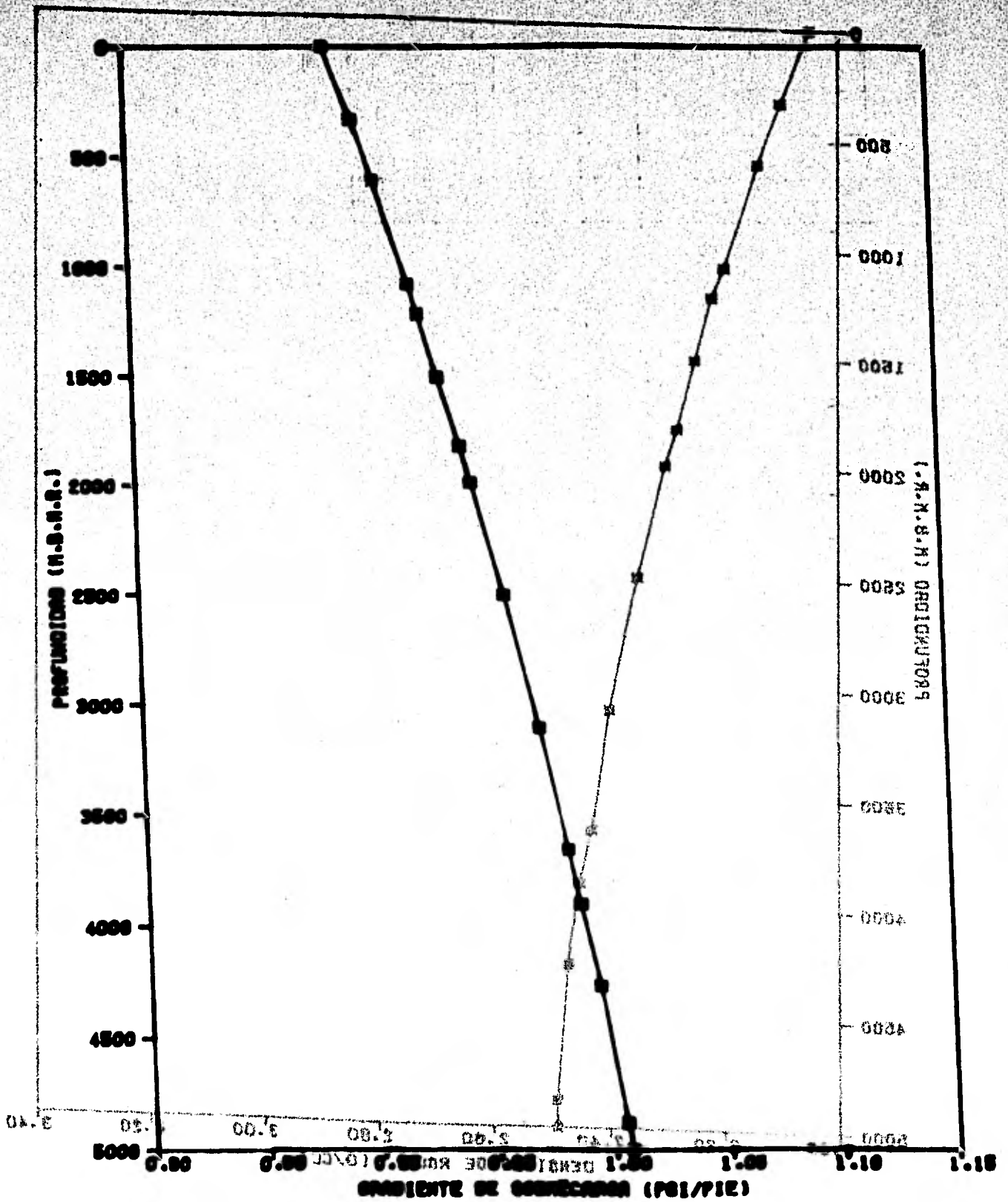


FIG. V.7.- VARIACION DEL GRADO DE SATURACION DE LA ROCA CON LA PROFUNDIDAD EN EL POZO CAMERON

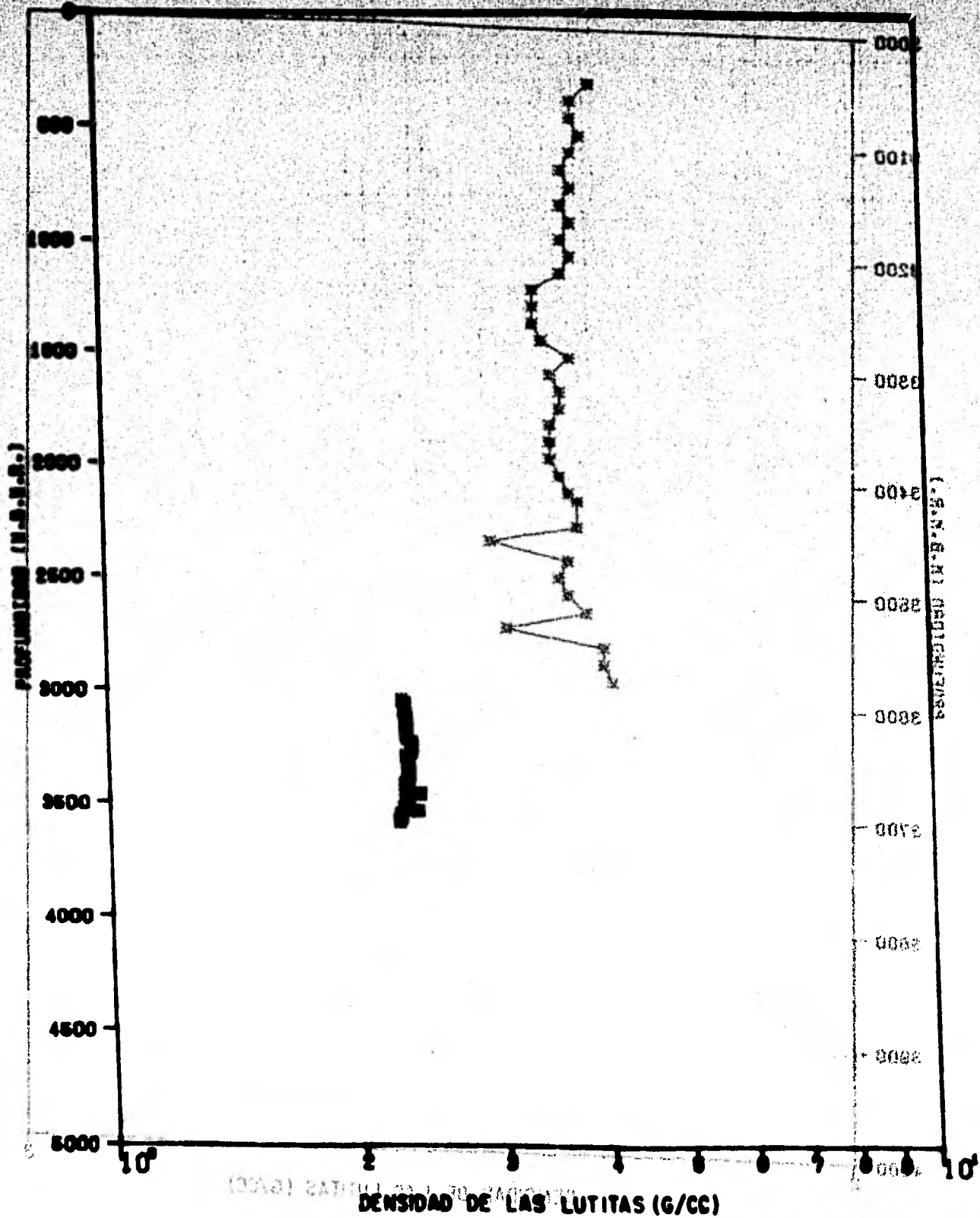


FIG. V.9.- PERFIL DE DENSIDAD DE LUTITAS CONTRA PROFUNDIDAD QUE REQUIERE DEL USO DE ESCALAS EXPANDIDAS

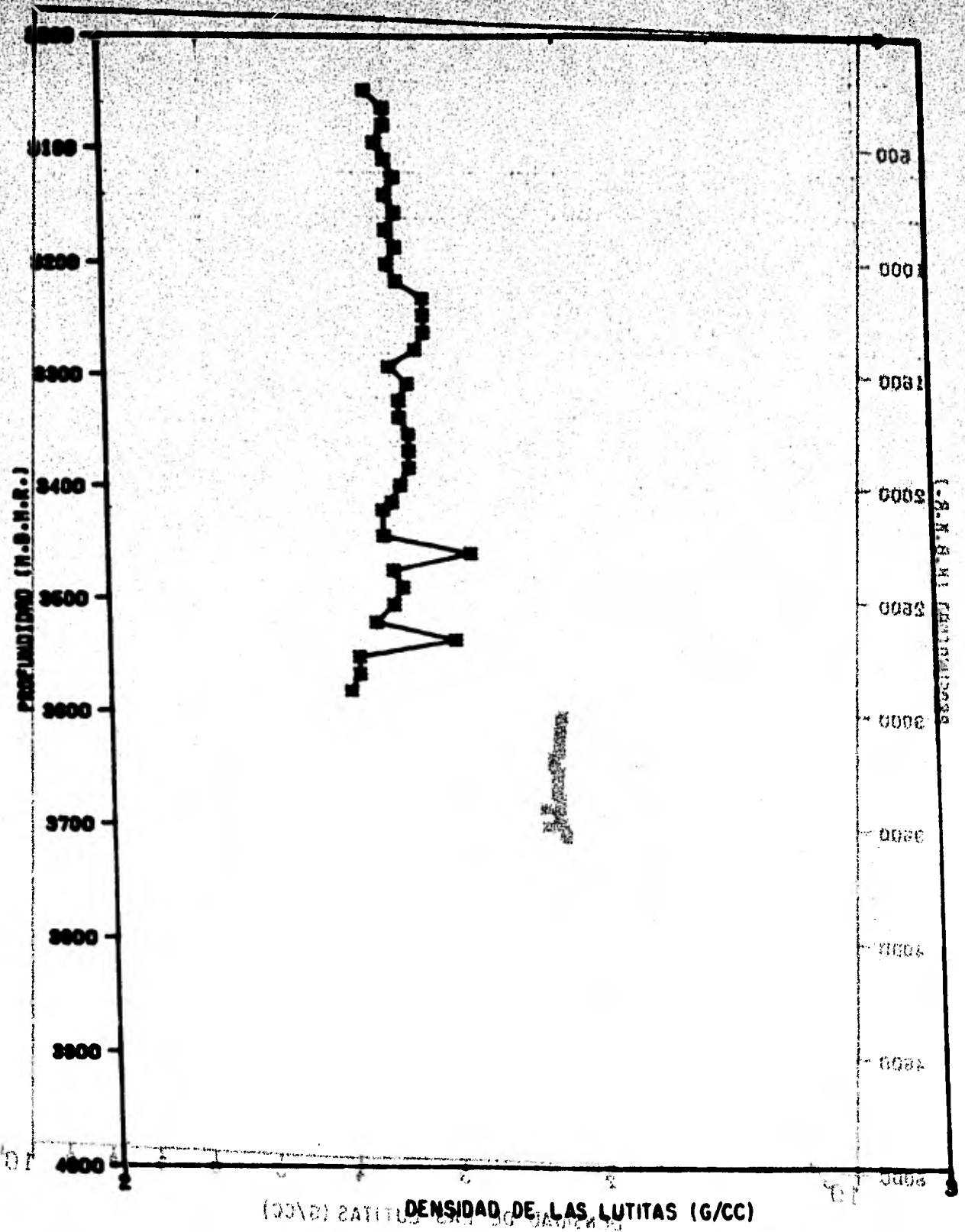


FIG. V. 10. - EJEMPLO DEL USO DE ESCALAS EXPANDIDAS EN UNA GRAFICA DE DENSIDAD DE LUTITAS CONTRA PROFUNDIDAD

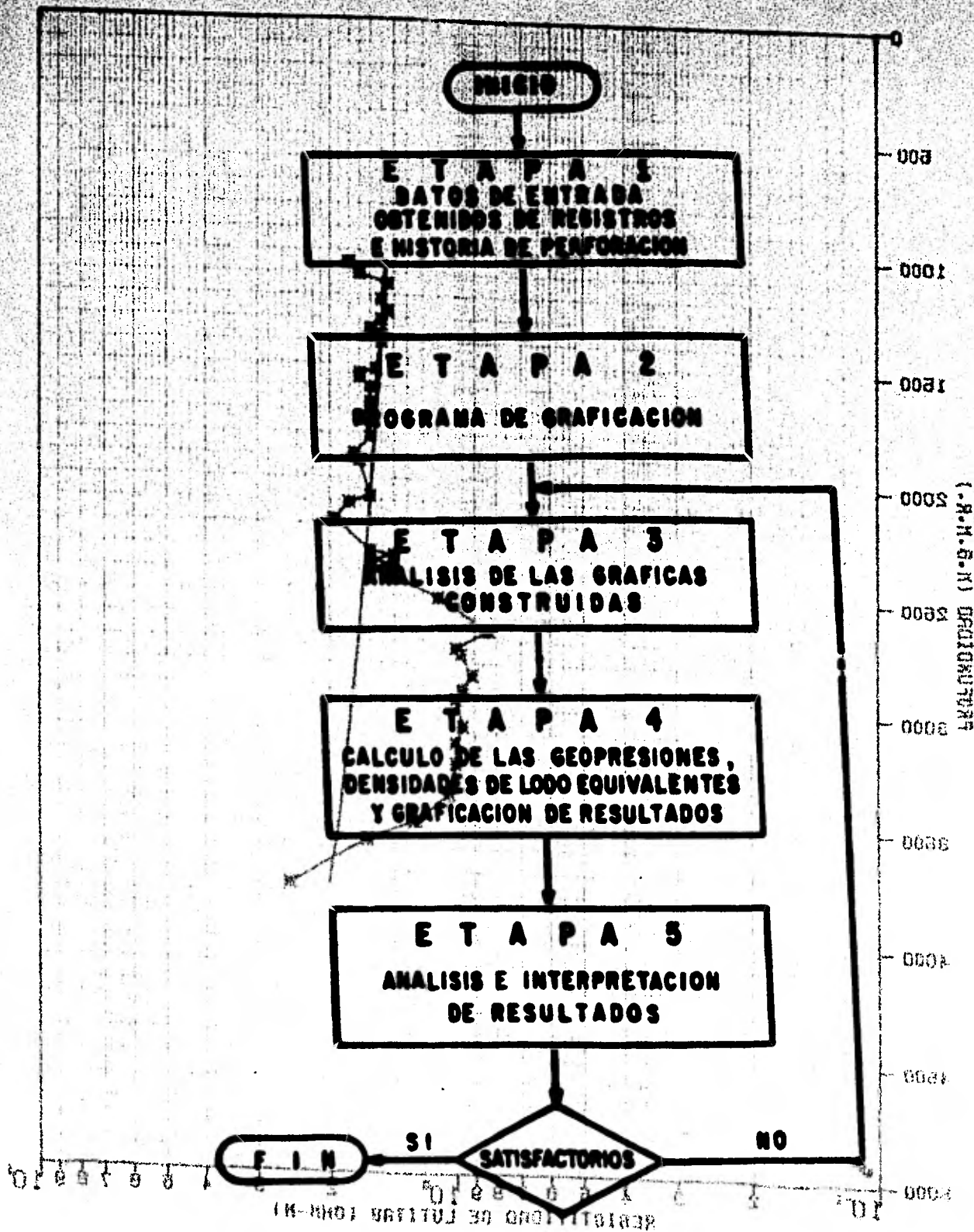
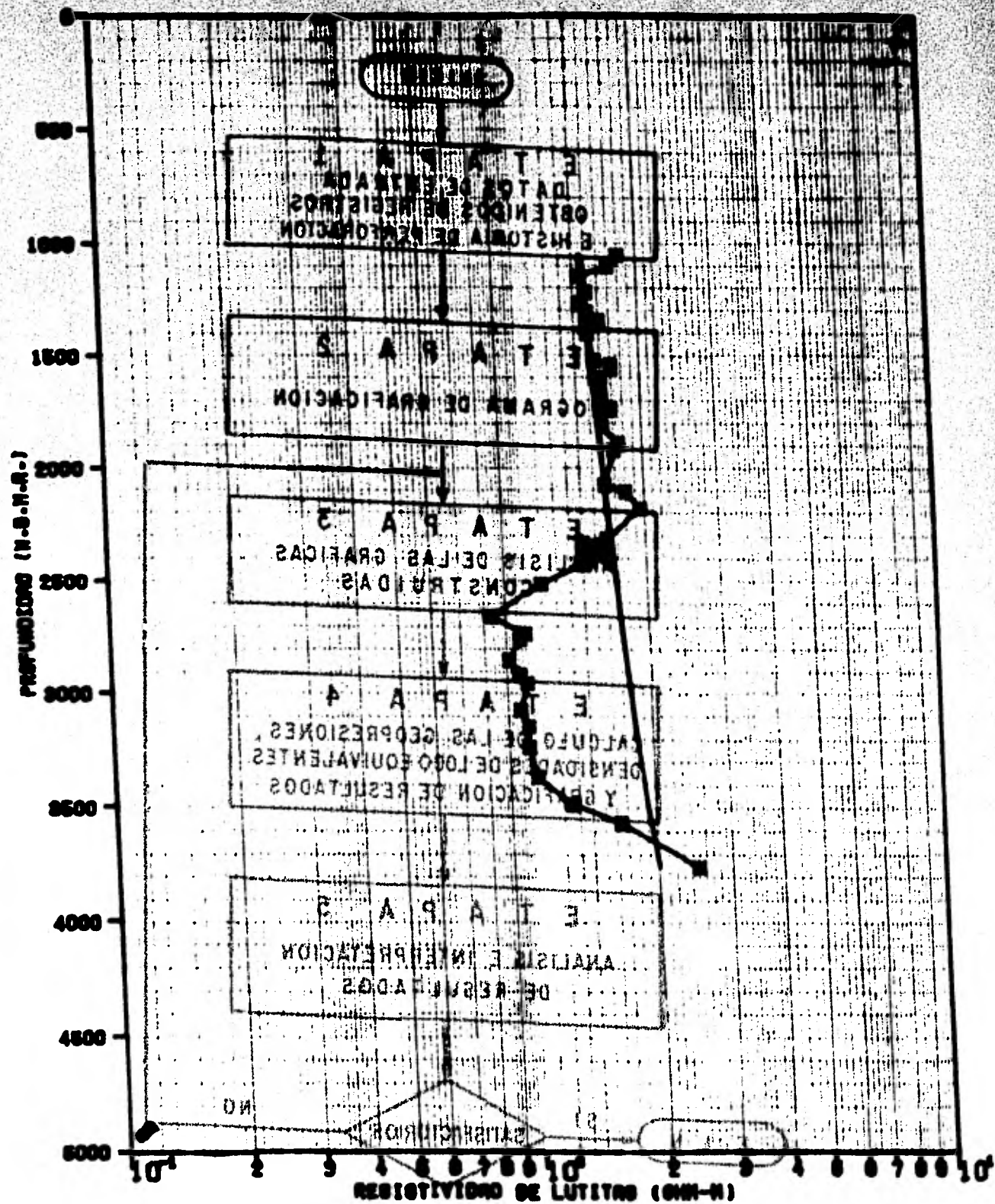


Fig. V.11 - ETAPAS DE TRABAJO EN EL PROCEDIMIENTO DE CALCULO



ETAPAS DE TRABAJO EN EL PROCEDIMIENTO DE AJUSTE DE LA TENDENCIA NORMAL DE COMPACTACION CON LOS DATOS DE RESISTIVIDAD DE LAS LUTITAS EN EL POZO SITIO GRANDE NO. 1

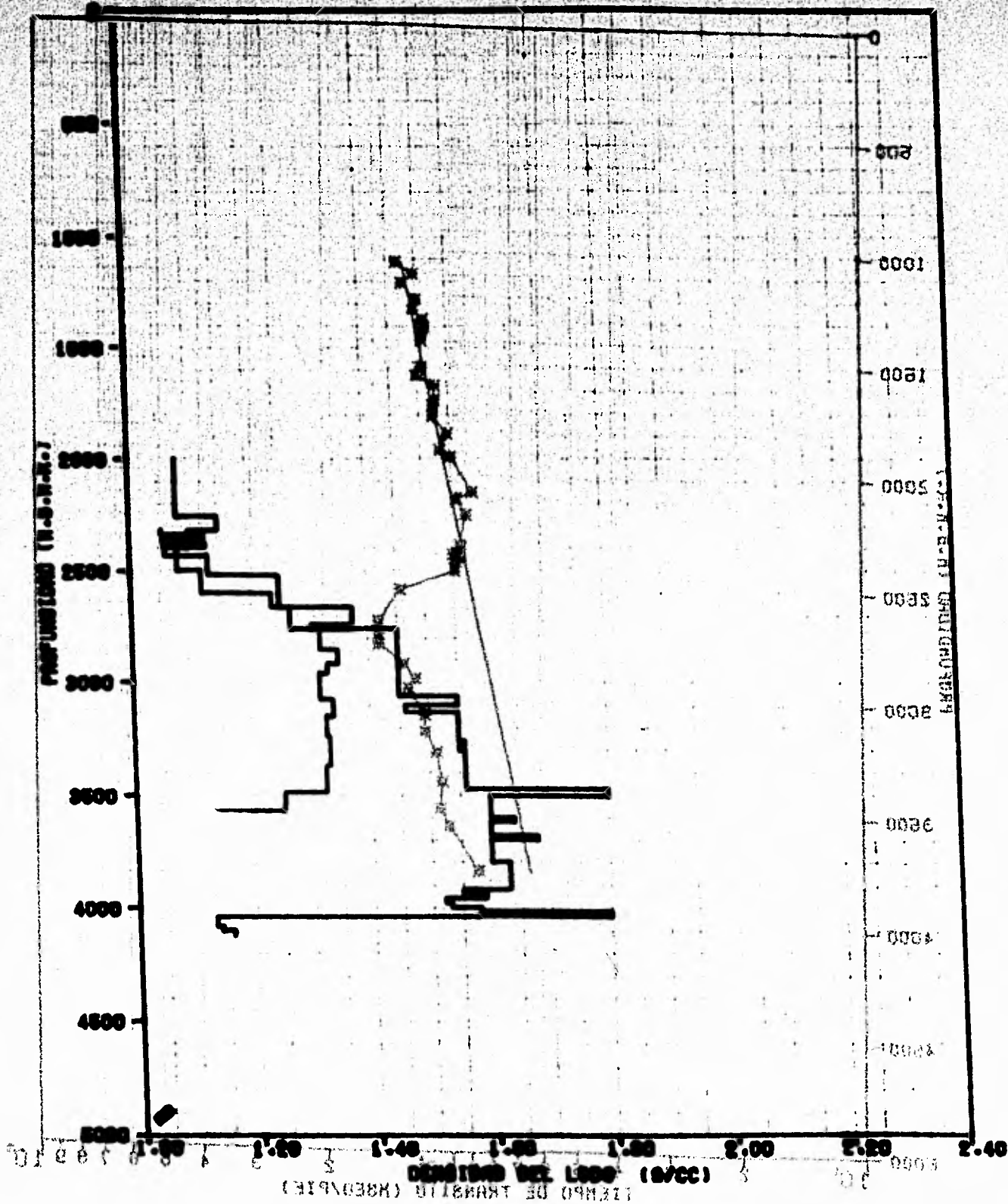
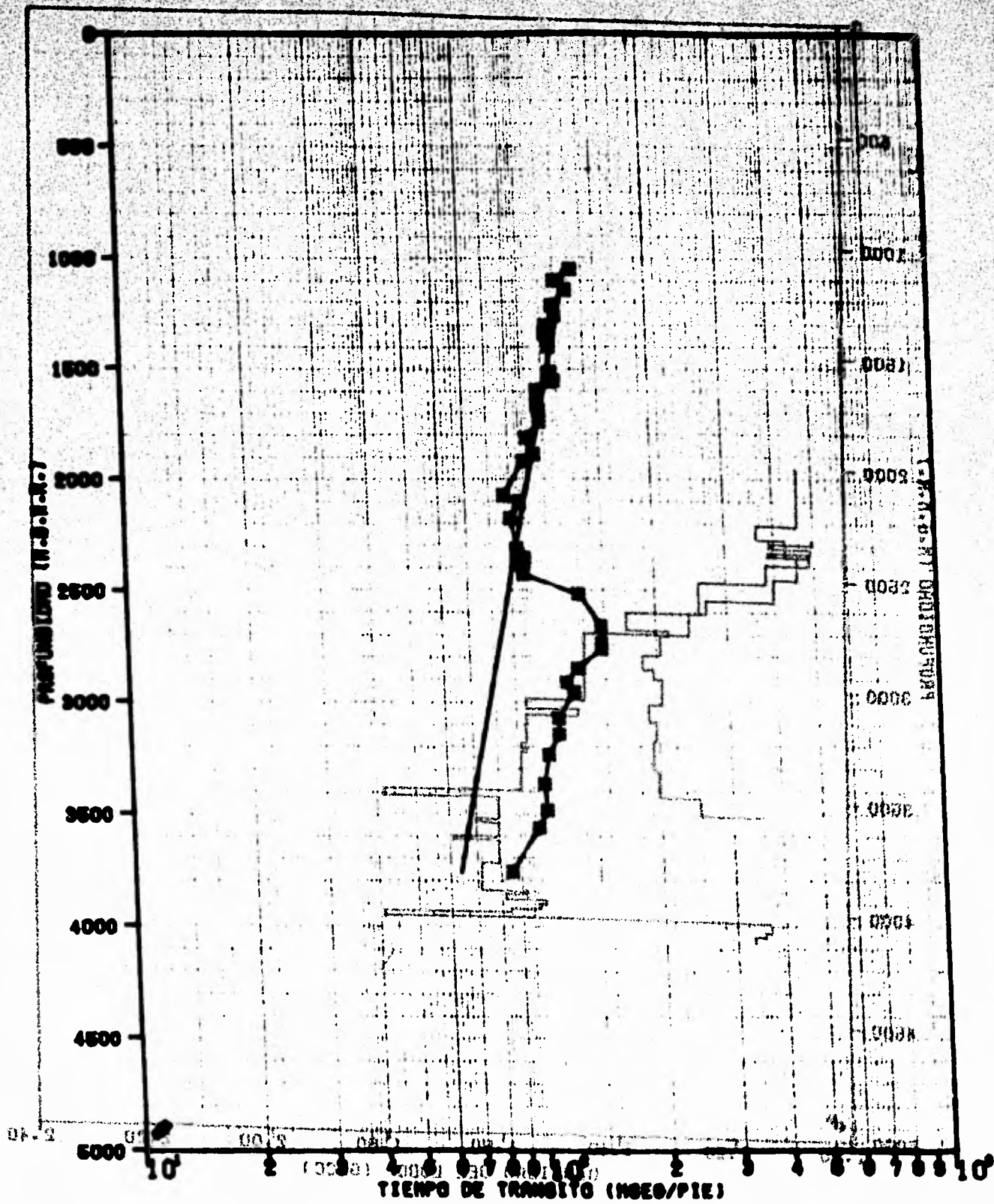


FIG. V.19. - COMPARACION ENTRE LAS DENSIDADES DE LODO
 CALCULADAS CON DATOS DE RESISTIVIDAD Y LA
 UTILIZADAS EN LA PERFORACION. POZO
 GRANDE NO. 1



MONITOREO DE LA COMPACTACION NORMAL DE LUTITAS EN EL PASE GRANDE NO. 1
 CON LOS DATOS DE TIEMPO DE TRANSITO DE LAS
 PROFUNDIDADES DE 1000, 2000, 3000, 4000 Y 5000 FT.
 LA COMPACTACION ENTRE LAS DEMARCACIONES DE 1000

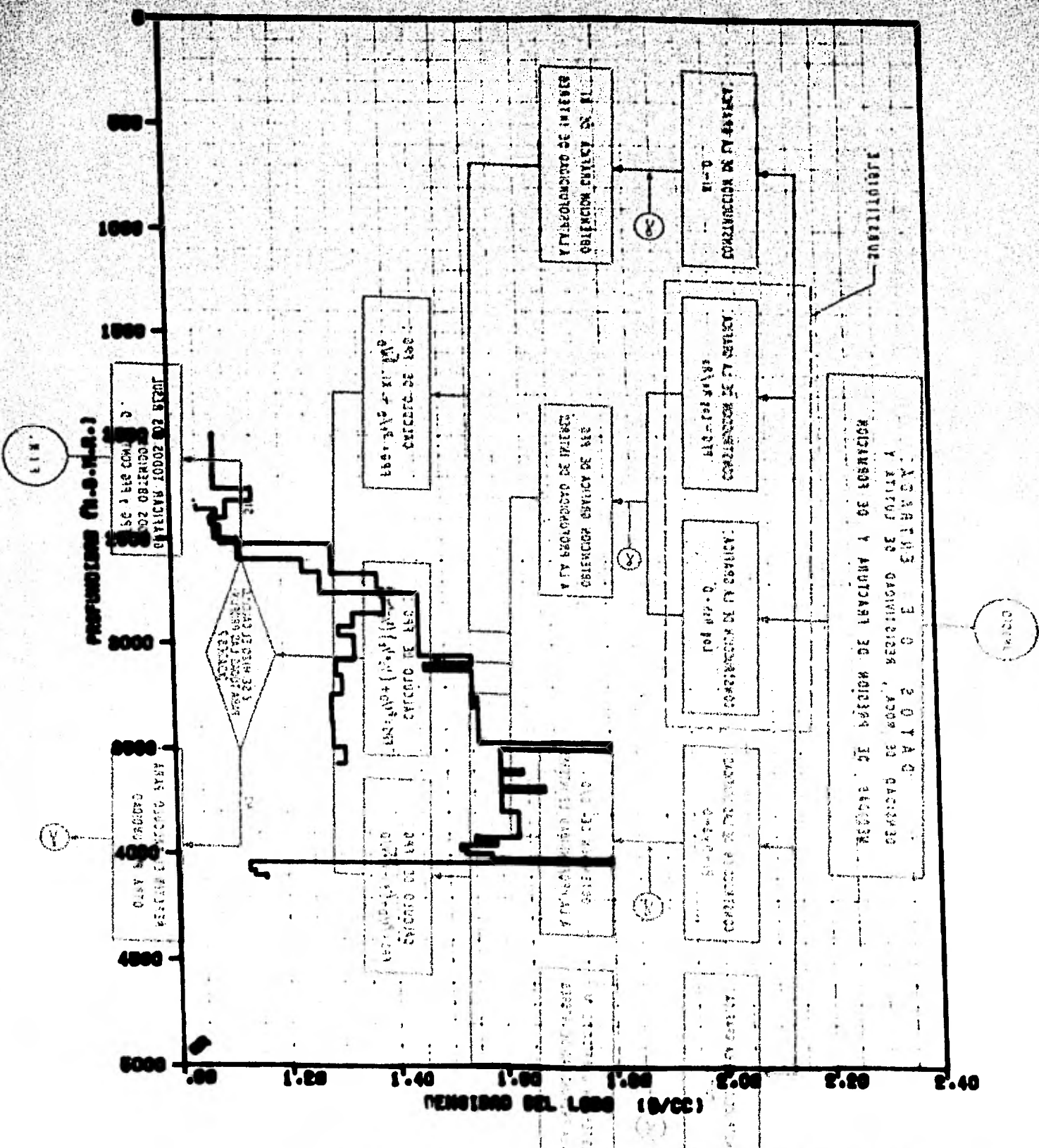
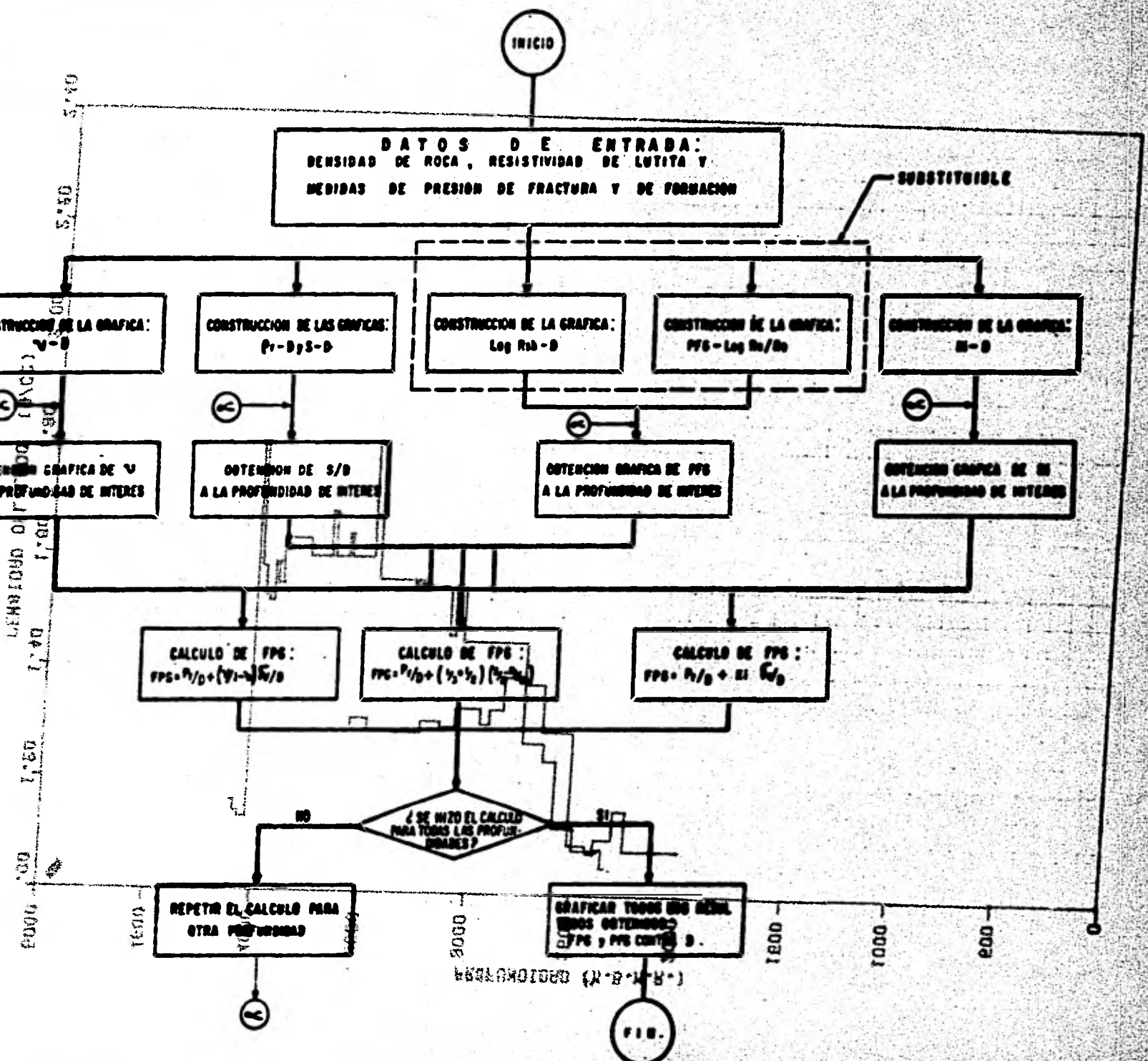


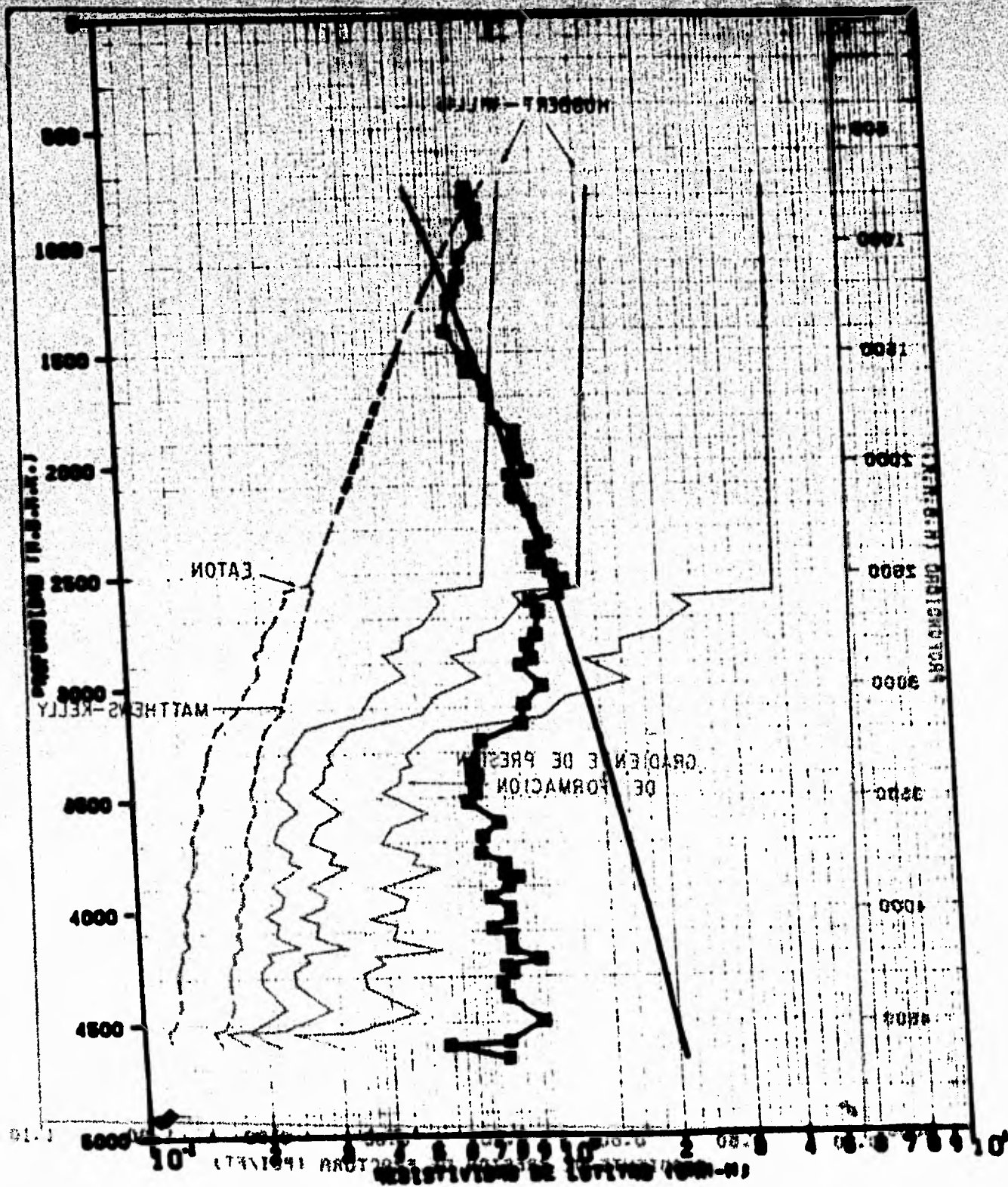
FIG. V.16 .-COMPARACION ENTRE LAS DENSIDADES DE LODO CALCULADA CON DATOS DE TIEMPO DE TRANSITO Y LA UTILIZADA EN LA PERFORACION. POZO SITIO GRANDE NO. 1

1966-11-01
 CONSTRUCCION DE LA GRAFICA DE V A LA PROFUNDIDAD DE INTERES
 OBTENCION DE S/D A LA PROFUNDIDAD DE INTERES
 OBTENCION GRAFICA DE PFS A LA PROFUNDIDAD DE INTERES
 OBTENCION GRAFICA DE M A LA PROFUNDIDAD DE INTERES
 CALCULO DE PFS: $PFS = P/D + (V-1)S/D$
 CALCULO DE PFS: $PFS = P/D + (1/2 + 1/2)(V-1)S/D$
 CALCULO DE PFS: $PFS = P/D + 1/2 C/D$
 ¿ SE HIZO EL CALCULO PARA TODAS LAS PROFUNDIDADES ?
 REPETIR EL CALCULO PARA OTRA PROFUNDIDAD
 GRAFICAR TODOS LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN PFS Y PFS CONTRA D.

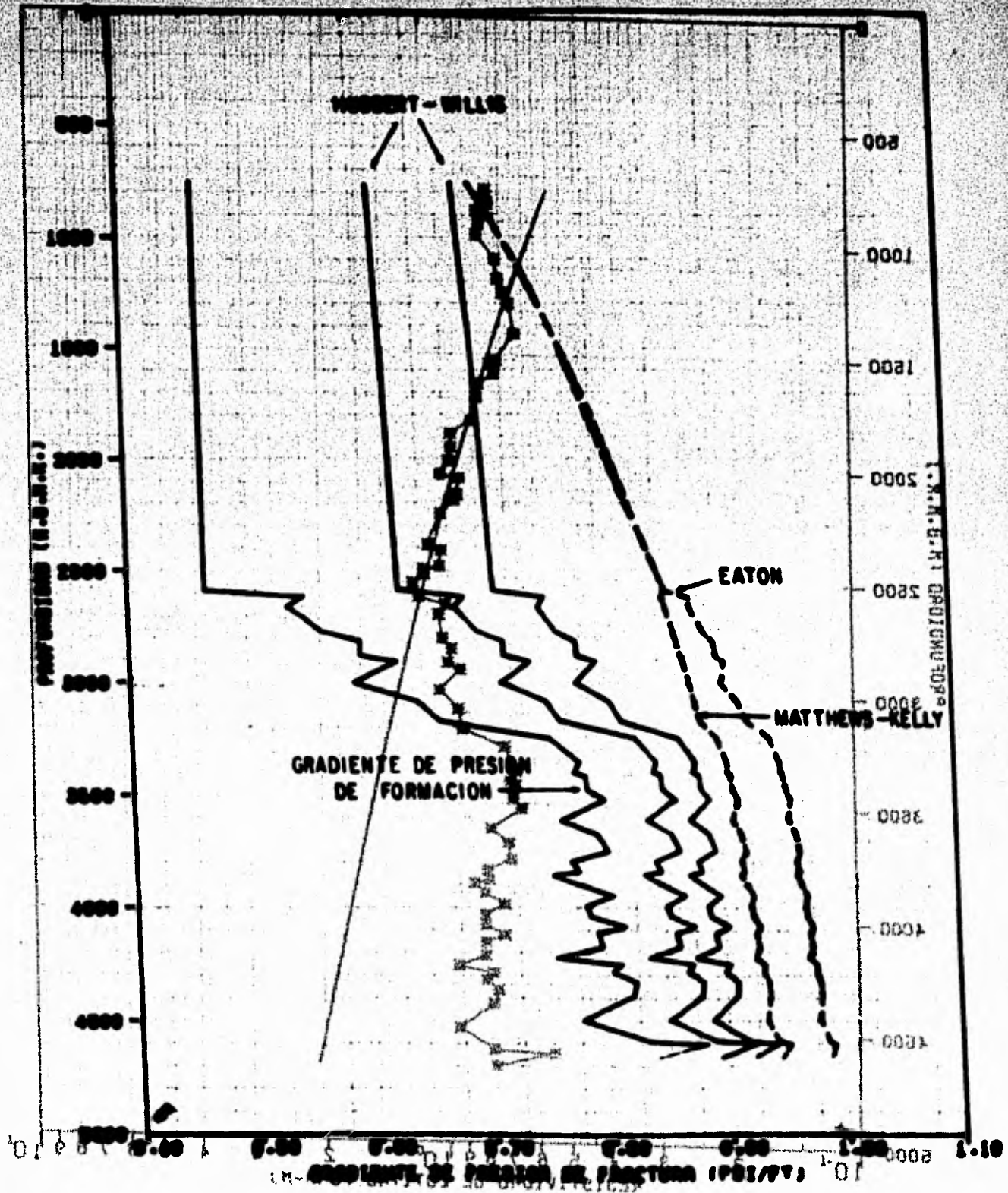


SUBSTITUIBLE

FIN



Y BRITANAS 30 MATHEW REILLY DE PRESION DE FORMACION NORMAL DE COMPACTACION
FIG. V.17.- AJUSTE DE LA TENDENCIA NORMAL DE COMPACTACION
CON LOS DATOS DE RESISTIVIDAD DE LAS LUTITAS
EN EL POZO CAMERON



GRADIENTES DE PRESION DE FRACTURA Y GRADIENTE DE PRESION DE FORMACION CON LOS DATOS DE LA ACTIVIDAD DE LAS LUTITAS EN EL POZO CAMERON

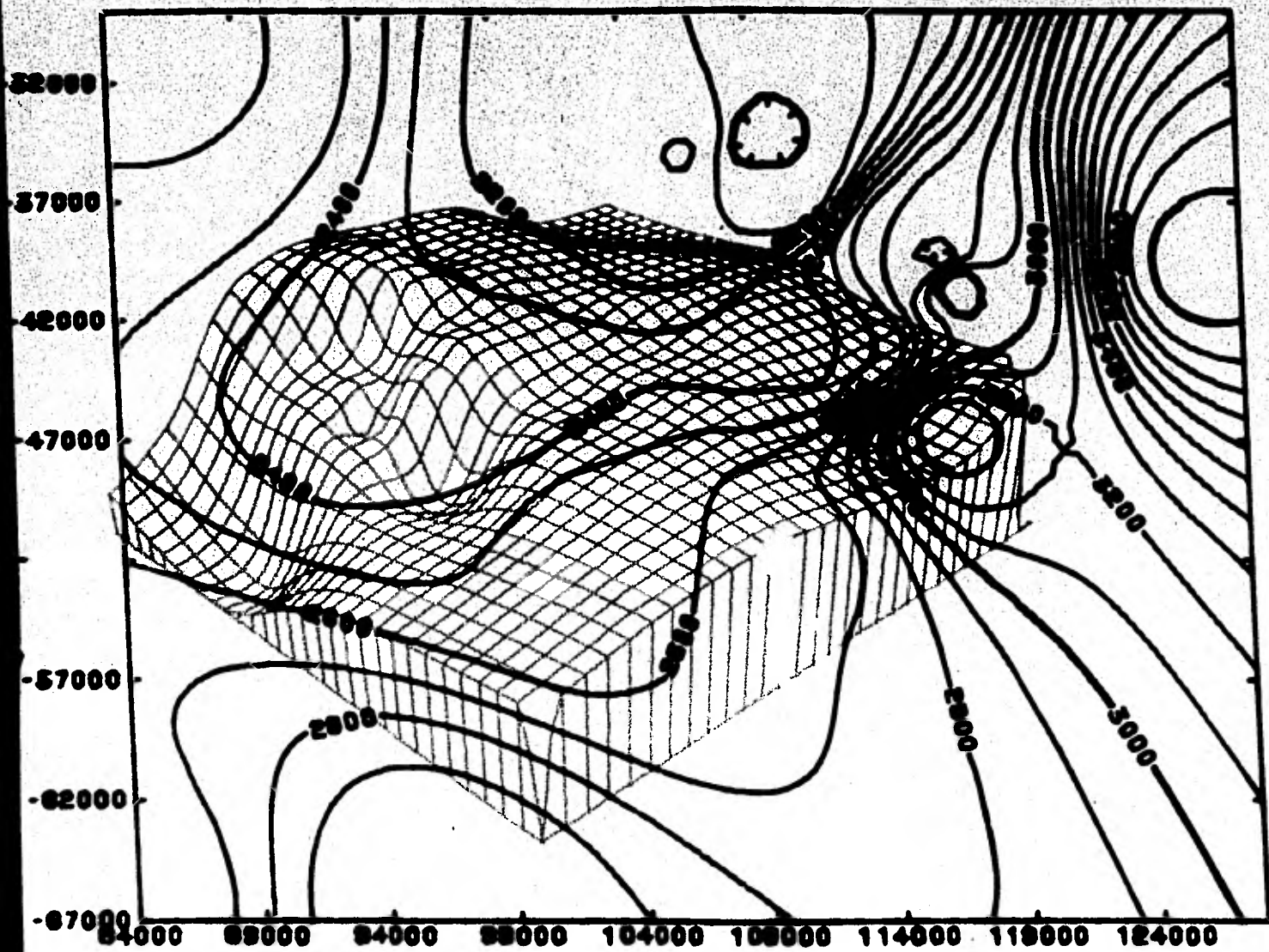


FIG. V. 19.- MAPA DE PROFUNDIDADES DE LA CIMA DE LA ZONA ANORMAL
 FIG. V. 20.- REPRESENTACION EN TRES DIMENSIONES DE LA CIMA

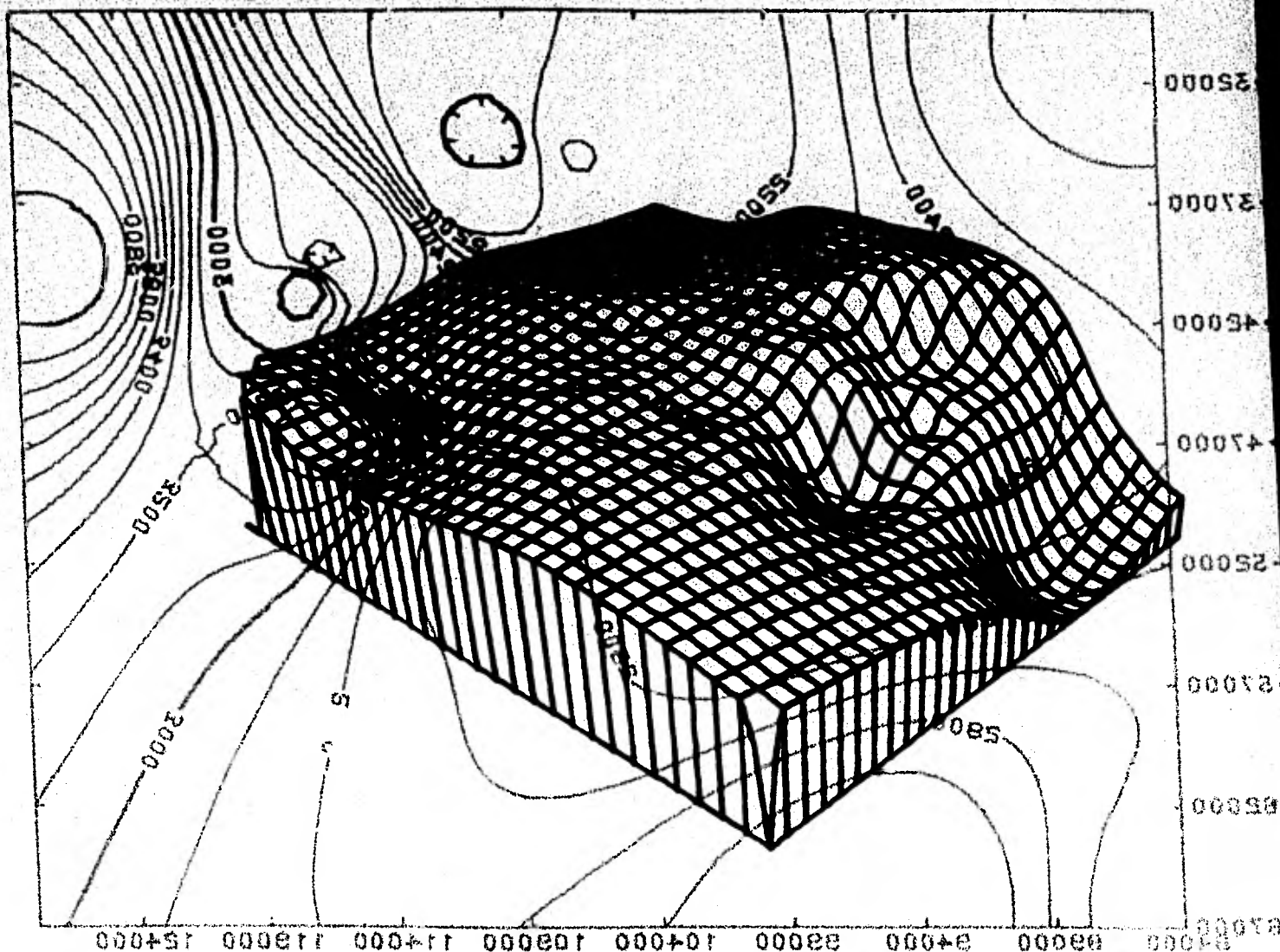
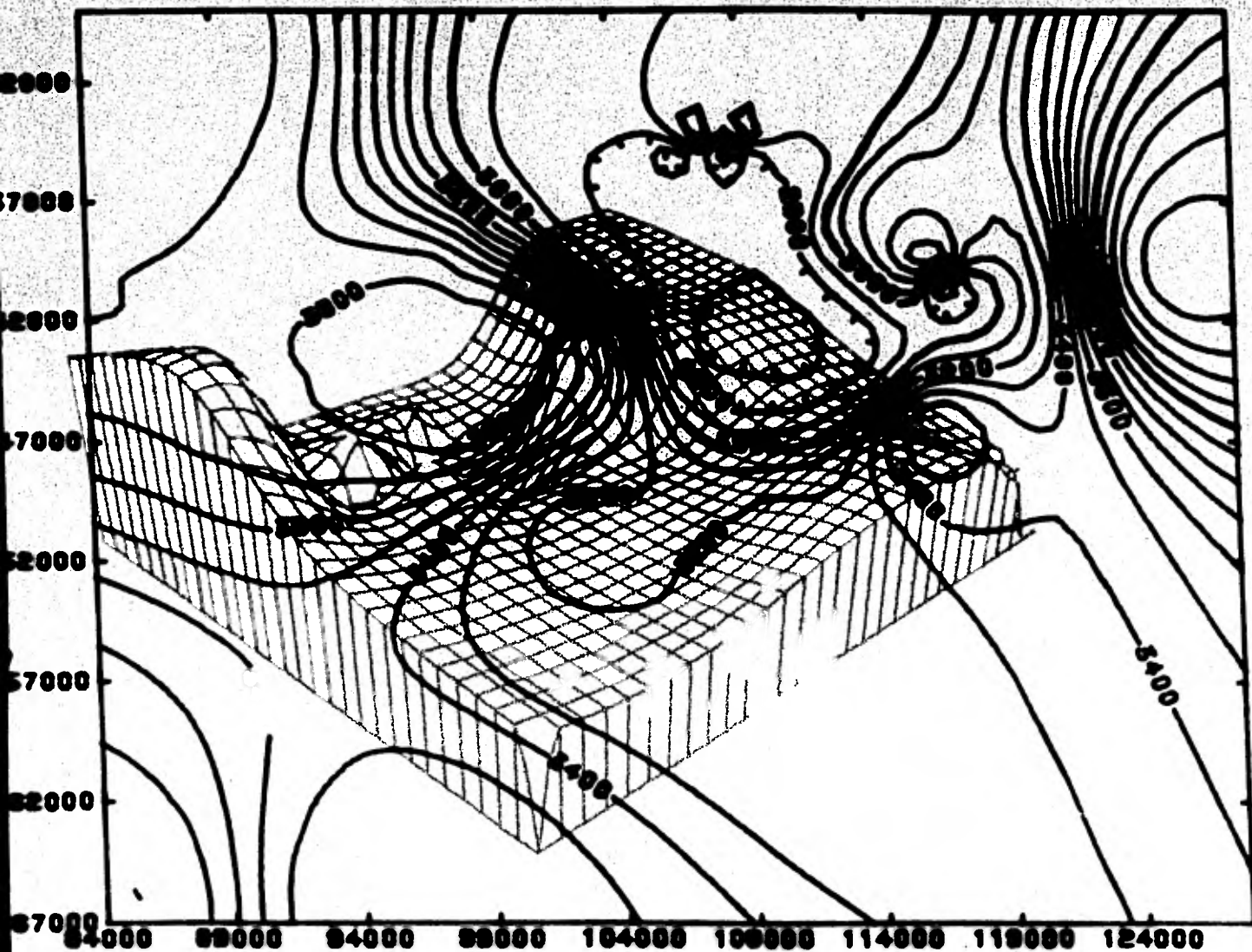


FIG. V. 20.- REPRESENTACION EN TRES DIMENSIONES DE LA CIMA
 DE LA ZONA ANORMAL.



--REPRESENTACION EN TRES DIMENSIONES DE LAS PROFUN-
FIG V 21- MAPA DE PROFUNDIDADES A LAS CUALES SE TIENEN LAS
 --DIDADES A LAS CUALES SE TIENEN LAS MAXIMAS SOBRES-
MAXIMAS SOBREPRESIONES (MAXIMOS COCIENTES DE RESISTIVIDADES)

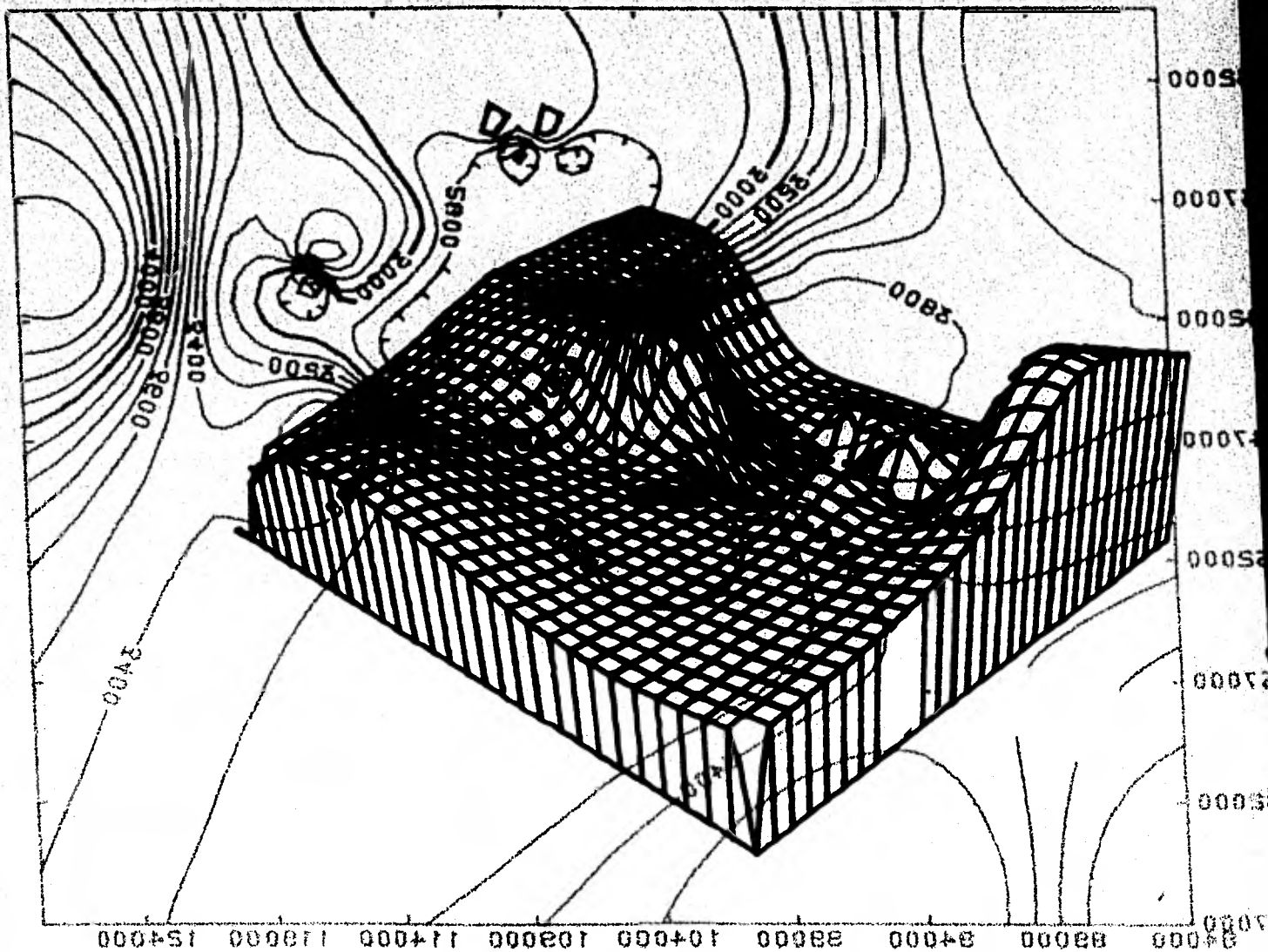


FIG. V. 22.— REPRESENTACION EN TRES DIMENSIONES DE LAS PROFUN-
DIDADES A LAS CUALES SE TIENEN LAS MAXIMAS SOBREPRESIONES (MAXIMAS COEFICIENTES DE RESISTIVIDADES)
PRESSIONES.

no adecuado de densidades de lodo y tuberías de revestimiento
CAPITULO VI
en pozos subsecuentes a perforar en el área de estudio.

Las tendencias normales de compactación, son
C O N C L U S I O N E S
trazadas en base al conocimiento del área y experiencia del
analista, puesto que no existe un criterio establecido para

definirlas.

El procedimiento de cálculo planteado en este trabajo es de gran utilidad para la estimación de los gradientes de presión de formación y de fractura, ya que facilita la graficación de datos y la estimación de las presiones y densidades de lodo equivalentes con el uso relativamente simple de programas de cómputo.

Esta manera automática de análisis reduce al mínimo los posibles errores involucrados en el manejo de la información y ahorra un tiempo considerable.

Con el conocimiento de la relación local o regional entre la relación de resistividades, tiempos de tránsito, porosidades, etc. y la distribución de acumulación de hidrocarburos, pueden tomarse decisiones bien fundamentadas para profundizar o no un pozo exploratorio.

Las estimaciones del gradiente de presión de formación y de fractura juegan un papel importante en el dise

no adecuado de densidades de lodo y tuberías de revestimiento
IV O I U T I A C
en pozos subsiguientes a perforar en el área de estudio.

Las tendencias normales de compactación, son
trazadas en base al conocimiento del área y experiencia del
analista, puesto que no existe un criterio establecido para
definirlas.

El procedimiento de cálculo planteado en es-
ta norma para la estimación de la densidad de lodo es el siguiente:
La diferencia que comúnmente resulta entre
la densidad de lodo utilizada en la perforación y la densidad
equivalente calculada, se debe fundamentalmente (en el caso
de la técnica de Eaton) al valor estimado del exponente
que a su vez depende de la tendencia normal de compactación
trazada y el manejo de la información. Cuando se han regis-
trado directamente presiones de formación en la zona anormal,
el exponente puede determinarse de una manera más exacta.

Considerar un gradiente de sobrecarga varia-
ble en el cálculo de la presión de formación y de fractura --
conduce a estimaciones más precisas.

El uso de un gradiente de presión de forma-
ción normal constante se considera adecuado, ya que las varia-
ciones observadas no afectan de manera notable el resultado
final.

Se concluye que la aplicación de los métodos presentados, así como la respuesta de éstos depende de la cantidad y la calidad de la información disponible.

A P E N D I C E

Se recomienda aplicar el mayor número de técnicas posibles con el objeto de tener cierta confiabilidad en los resultados que se obtengan.

En caso de obtener resultados bastante diferentes, debe analizarse la información básica utilizada por cada uno de los métodos para así poder decidir por la cuya información sea más confiable.

A P E N D I C E A - Los exponentes "n"

Con la finalidad de correlacionar la zona sobrepresionada y estimar las sobrepresiones existentes en pozos futuros, es conveniente realizar planos que representan la variación de estos parámetros, y modificarlos a medida que se disponga de más información.

Se concluye que la aplicación de los métodos presentados, así como la obtención de los resultados, depende de la cantidad y la calidad de la información disponible.

A P E N D I C E S

Se recomienda aplicar el mayor número de técnicas posibles con el objeto de tener cierta confiabilidad en los resultados que se obtengan.

Se presentan seis programas, tres de ellos -

diseñados para utilizarlos en las calculadoras modelos TI-58 --
TI-59 y los otros tres para la HP-41C, con el objeto de --
calcular: cada uno de los métodos para así poder decidir por cuál información sea más confiable.

APENDICE A.- Los exponentes "d".

APENDICE B.- El exponente de la ecuación de Eaton y --

los gradientes de presión de formación.

APENDICE C.- Los gradientes de presión de fractura.

Se incluyen los listados de los programas y

se da una breve explicación de los objetivos, el manejo, así como ejemplos ilustrativos. Debido a que los programas implementados la HP-41C están diseñados para manejarse en forma conversacional no se incluyen instructivos de manejo. También se muestran los resultados obtenidos con el uso de la impresora correspondiente.

Se concluye que la aplicación de los métodos presentados, así como la obtención de los resultados depende de la cantidad y la calidad de la información disponible.

A P E N D I C E S

Se recomienda aplicar el mayor número de técnicas posibles con el objeto de tener cierta confiabilidad en los resultados que se obtengan.

Se presentan seis programas, tres de ellos -

diseñados para utilizarlos en las calculadoras modelos TI-58 y TI-59 y los otros tres para la HP-41C, con el objeto de calcular:

APENDICE A.- Los exponentes "d".

APENDICE B.- El exponente de la ecuación de Eaton y los gradientes de presión de formación.

APENDICE C.- Los gradientes de presión de fractura.

Se incluyen los listados de los programas y se da una breve explicación de los objetivos, el manejo, así como ejemplos ilustrativos. Debido a que los programas implementados la HP-41C están diseñados para manejarse en forma conversacional no se incluyen instructivos de manejo. También se muestran los resultados obtenidos con el uso de la impresora correspondiente.

El uso de estos programas ofrece una ventaja considerable en la rapidez de cálculo, así como una disminución en las probabilidades de error inherentes en el uso de nomogramas u operaciones correspondientes. La introducción de los programas en la calculadora consume pocos minutos, pero este tiempo puede ser reducido de una manera significativa -- con el uso de tarjetas magnéticas.

A P E N D I C E A

El uso de estos programas ofrece una ventaja
considerable en la rapidez de cálculo, así como una disminu-
ción en las probabilidades de error inherentes en el uso de
nomogramas u operaciones correspondientes. La introducción
de los programas en la calculadora consume pocos minutos, pero
este tiempo puede ser reducido de una manera significativa --
con el uso de tarjetas magnéticas.

A P E N D I C E A



Este programa calcula el exponente "d" cuando se conoce la velocidad de rotación de la tubería de perforación (R.P.M.), el ritmo de penetración (ft/Hr), el diámetro de la barrena (in), así como el peso ejercido sobre esta (lb). Además, si se cuenta con el peso de lodo utilizado y el equivalente de la presión normal en la zona, puede calcularse el exponente corregido "d_c".

USER INSTRUCTIONS

STEP	PROCEDURE	ENTER	PRESS	DISPLAY
1	Introducir velocidad de mesa rotaria.	N	A	N
2	Introducir el ritmo de penetración.	R	B	R
3	Introducir el diámetro de la barrena.	Db	C	Db
4	Introducir el peso sobre barrena.	W	D	W
Si el objetivo es el cálculo de "d _c " seguir con el paso 6.				
5	Cálculo del exponente "d". Para una nueva profundidad regresar a 1.		E	"d"
6	Introducir el gradiente de presión normal de la zona, en peso de lodo equivalente.	MW _n	A'	MW _n
7	Introducir el peso de lodo utilizado.	MW _a	B'	MW _a
8	Cálculo del exponente "d _c ". Para una nueva profundidad regresar a 1.		E'	"d _c "

USER DEFINED KEYS

DATA REGISTERS ([R] [R])

LABELS (Op 06)

a utilizada	10	31	0	[F0] [F1] [F2] [F3] [F4] [F5]
a utilizada	11	35	1	[F6] [F7] [F8] [F9] [F10] [F11]
c utilizada	12	1,614	2	[F12] [F13] [F14] [F15] [F16] [F17]
o utilizada	13	43	3	[F18] [F19] [F20] [F21] [F22] [F23]
e utilizada	14	651,665	4	[F24] [F25] [F26] [F27] [F28] [F29]
a utilizada	15	60	5	[F30] [F31] [F32] [F33] [F34] [F35]
a utilizada	16	1,000,000	6	[F36] [F37] [F38] [F39] [F40] [F41]
c	17	304331	7	[F42] [F43] [F44] [F45] [F46] [F47]
o	18	304313	8	[F48] [F49] [F50] [F51] [F52] [F53]
e utilizada	19	65161565	9	[F54] [F55] [F56] [F57] [F58] [F59]

FLAGS	0	2	3	4	6	7	8	9

Printer: Cards

000	76	LBL	000	76	LBL	000	76	LBL
001	11	A	001	11	A	001	11	A
002	42	STO	002	42	STO	002	42	STO
003	00	00	003	00	00	003	00	00
004	43	RCL	004	43	RCL	004	43	RCL
005	10	10	005	10	10	005	10	10
006	69	DP	006	69	DP	006	69	DP
007	04	04	007	04	04	007	04	04
008	43	RCL	008	43	RCL	008	43	RCL
009	00	00	009	00	00	009	00	00
010	69	DP	010	69	DP	010	69	DP
011	06	06	011	06	06	011	06	06

012	91	R/S	ENTER	065	76	LBL	PROCEDURE	118	76	LBL
013	76	LBL	N	066	17	B'		119	10	E'
014	12	B	R	067	42	STO		120	71	SBR
015	42	STO	DP	068	05	05		121	15	E
016	01	01	W	069	43	RCL		122	65	X
017	43	RCL		070	18	18		123	53	X
018	11	11		071	69	DP		124	43	RCL
019	69	DP		072	04	04		125	04	04
020	04	04		073	43	RCL		126	55	÷
021	43	RCL		074	05	05		127	43	RCL
022	01	01		075	69	DP		128	05	05
023	69	DP		076	06	06		129	54)
024	06	06		077	91	R/S		130	95	=
025	91	R/S		078	76	LBL		131	42	STO
026	76	LBL		079	15	E		132	06	06
027	13	C		080	43	RCL		133	43	RCL
028	42	STO		081	14	14		134	19	19
029	02	02		082	69	DP		135	69	DP
030	43	RCL		083	04	04		136	04	04
031	12	12		084	53	X		137	43	RCL
032	69	DP		085	43	RCL		138	06	06
033	04	04		086	15	15		139	98	ADV
034	43	RCL		087	65	X		140	69	DP
035	02	02		088	43	RCL		141	06	06
036	69	DP		089	00	00		142	98	ADV
037	06	06		090	55	÷		143	91	R/S
038	91	R/S		091	43	RCL		144	00	0
039	76	LBL		092	01	01		145	00	0
040	14	D		093	54)		146	00	0
041	42	STO		094	28	LOG		147	00	0
042	03	03		095	55	÷				
043	43	RCL		096	53	X				
044	13	13		097	43	RCL				
045	69	DP		098	16	16				
046	04	04		099	65	X				
047	43	RCL		100	43	RCL				
048	03	03		101	02	02				
049	69	DP		102	55	÷				
050	06	06		103	53	X				

LISTADO DEL PROGRAMA "DC" PARA CALCULADORAS HP-41C

Ejemplo A.1. Encontrar el valor de los exponentes "d" y "b", a partir de los siguientes datos de perforación,

utilizando los programas "DC".

Linea	Programa	Operación	Resultado
01	DC	01 CLR	
02	DC	02 CLX	
03	DC	03 "H ?"	
04	DC	04 PROMPT	
05	DC	05 /	R
06	DC	06 *	
07	DC	07 "R ?"	N
08	DC	08 PROMPT	
09	DC	09 /	W
10	DC	10 LOC	D
11	DC	11 "D ?"	D
12	DC	12 PROMPT	
13	DC	13 "E ?"	E
14	DC	14 *	
15	DC	15 "H ?"	WM
16	DC	16 PROMPT	
17	DC	17 /	WM
18	DC	18 *	
19	DC	19 /	b
20	DC	20 LOC	
21	DC	21 /	
22	DC	22 STO 00	
23	DC	23 "d="	
24	DC	24 ARCL X	
25	DC	25 AVIEM	
26	DC	26 PSE	
27	DC	27 PSE	
28	DC	28 ADV	
29	DC	29 ADV	
30	DC	30 "NO"	
31	DC	31 ASTO Y	
32	DC	32 "DESEA dc ?"	
33	DC	33 AON	
34	DC	34 PROMPT	
35	DC	35 AOFF	
36	DC	36 ASTO X	
37	DC	37 X=Y?	
38	DC	38 GTO "dc"	
39	DC	39 "MMH ?"	
40	DC	40 PROMPT	
41	DC	41 "MMA ?"	
42	DC	42 PROMPT	
43	DC	43 /	
44	DC	44 RCL 00	
45	DC	45 *	
46	DC	46 "dc="	
47	DC	47 ARCL X	
48	DC	48 AVIEM	
49	DC	49 END	

Ejemplo A.1. Encontrar el valor de los exponentes "d" y "d_c", a partir de los siguientes datos de perforación, utilizando los programas "DC".

R = 20 ft/hr
 N = 100 f.p.m.
 W = 25,000 lb
 D = 9 7/8 pulgadas
 d = ?
 MW_n = 8.96 lb/gal
 MW_a = 10.0 lb/gal
 d_c = ?

100. N
 20. R
 9.875 DE
 25000. W
 8.96 MW_N
 10. MW_A

1.63246038 'D'

1.462684501 'DC'

RUN
 N ? 100.0000 RUN
 R ? 20.0000 RUN
 D_b ? 9.8750 RUN
 W ? 25,000.0000 RUN
 d=1.6325
 BESEA d_c ?
 SI RUN
 MW_N ? 8.9600 RUN
 MW_A ? 10.0000 RUN
 d_c=1.4627

PROGRAM DESCRIPTION

Este programa resuelve la ecuación de EATON para el cálculo del exponente y de la estimación de la presión de formación. Aunque se consideren resistividades en todo el desarrollo, pues de ser utilizado con otros parámetros: tiempos de tránsito, conductividades o exponentes "q".

USER INSTRUCTIONS

STEP	PROCEDURE	ENTER	PRESS	DISPLAY
1	Introducir el gradiente de presión normal de la zona.	(P/D) ⁿ	B	(P/D) ⁿ
2	Introducir el gradiente de sobrepeso para el punto de interés.	S/D	C	S/D
3	Introducir el valor de R ₀ .	R ₀	D	R ₀
4	Introducir el valor de R _n .	R _n	E	R _n
A P E N D I C E B				
5	Introducir el valor de P/D.	P/D	A	P/D
6	Cálculo del exponente de la ec. de Eaton para un nuevo cálculo de resistividad al paso anterior.			
7	Introducir el valor de q para la zona.			
8	Cálculo de WVD a la profundidad de interés.			
9	Para una nueva profundidad registrar el paso anterior, cambiando el 7.			

PROGRAM DESCRIPTION

Este programa resuelve la ecuación de EATON para el cálculo del exponente y de la estimación de la presión de formación. Aunque se consideran resistividades en todo el desarrollo, puede ser utilizado con otros parámetros: Tiempos de tránsito, conductividades o exponentes "d".

USER INSTRUCTIONS

STEP	PROCEDURE	ENTER	PRESS	DISPLAY
1	Introducir el gradiente de presión normal de la zona.	(P/D) _n	B	(P/D) _n
2	Introducir el gradiente de sobrecarga para el punto de interés.	S/D	C	S/D
3	Introducir el valor de R ₀ .	R ₀	D	R ₀
4	Introducir el valor de R _n .	R _n	E	R _n
	Si se desea calcular P/D pasar al paso 7.	E P A		
5	Introducir el valor de P/D.	P/D	A	P/D
6	Cálculo del exponente α de la ec. de Eaton. Para un nuevo cálculo de α regresar al paso número 2.		D'	α
7	Introducir el valor de α para la zona.	α	A'	α
8	Cálculo de P/D a la profundidad de interés. Para una nueva profundidad regresar al paso número 2, omitiendo el 7.		E'	P/D

USER DEFINED KEYS	DATA REGISTERS (1600)	LABELS (Op 08)
A utilizada	10 3,300,630,016 0	[00] [10] [Ct] [Cu] [Et] [E]
B utilizada	11 2,200,330,031 1	[C] [10] [00] [00] [00] [0]
C utilizada	12 3,600,630,016 2	[C] [1] [1] [1] [1] [1]
D utilizada	13 35,362,331 3	[00] [1] [00] [1] [0/0] [0]
E utilizada	14 174,433 4	[0-] [0] [0] [0] [0] [0]
A' utilizada	15 1,744,330,071 5	[0] [0] [0] [0] [0] [0]
B'	16 3,363,160,071 6	[0] [0] [0] [0] [0] [0]
C'	17 35,362,332 7	[0] [0] [0] [0] [0] [0]
D' utilizada	8 8	[0] [0] [0] [0] [0] [0]
E' utilizada	9 9	[0] [0] [0] [0] [0] [0]
FLAGS	0 1 2 3 4 5 6 7 8	

000 76 LBL
 001 11 A
 002 98 ADV
 003 42 STD
 004 00 00
 005 43 RCL
 006 10 10
 007 69 DP
 008 04 04
 009 43 RCL
 010 00 00
 011 69 DP
 012 06 06
 013 91 R/S
 014 76 LBL
 015 12 B
 016 42 STD
 017 01 01
 018 43 RCL
 019 11 11
 020 69 DP
 021 04 04
 022 43 RCL
 023 01 01
 024 69 DP
 025 06 06
 026 91 R/S
 027 76 LBL
 028 13 C
 029 42 STD
 030 02 02
 031 43 RCL
 032 12 12
 033 69 DP
 034 04 04
 035 43 RCL
 036 02 02
 037 69 DP
 038 06 06
 039 91 R/S
 040 76 LBL
 041 14 D
 042 42 STD
 043 03 03
 044 43 RCL
 045 17 17
 046 69 DP
 047 04 04
 048 43 RCL
 049 03 03
 050 69 DP
 051 06 06

052 91 R/S
 053 18 LBL
 054 18 X1
 055 42 STD
 056 04 04
 057 43 RCL
 058 13 13
 059 69 DP
 060 04 04
 061 43 RCL
 062 04 04
 063 69 DP
 064 06 06
 065 35 1/X
 066 65 01
 067 43 RCL
 068 03 03
 069 95 01
 070 42 STD
 071 03 03
 072 91 R/S
 073 76 LBL
 074 16 A
 075 42 STD
 076 04 04
 077 43 RCL
 078 14 14
 079 69 DP
 080 04 04
 081 43 RCL
 082 04 04
 083 69 DP
 084 06 06
 085 91 R/S
 086 76 LBL
 087 19 D
 088 98 ADV
 089 98 ADV
 090 43 RCL
 091 15 15
 092 69 DP
 093 04 04
 094 53 C
 095 43 RCL
 096 00 00
 097 75 -
 098 43 RCL
 099 02 02
 100 54)
 101 55 +
 102 53 C
 103 43 RCL
 104 01 01

105 75 -
 106 43 RCL
 107 02 02
 108 54)
 109 95 =
 110 28 LOG
 111 55 +
 112 43 RCL
 113 03 03
 114 28 LOG
 115 95 =
 116 69 DP
 117 06 06
 118 91 R/S
 119 76 LBL
 120 10 E
 121 98 ADV
 122 98 ADV
 123 43 RCL
 124 16 16
 125 69 DP
 126 04 04
 127 43 RCL
 128 02 02
 129 75 -
 130 53 C
 131 43 RCL
 132 02 02
 133 75 -
 134 43 RCL
 135 01 01
 136 54)
 137 65 X
 138 43 RCL
 139 03 03
 140 45 YX
 141 43 RCL
 142 04 04
 143 95 =
 144 69 DP
 145 06 06
 146 91 R/S
 147 00 0
 148 00 0
 149 00 0
 150 00 0
 151 00 0

100 100
 101 108
 102 107
 103 108
 104 108
 105 108
 106 110
 107 111
 108 113
 109 113
 110 113
 111 114
 112 115
 113 116
 114 116
 115 117
 116 118
 117 118
 118 119
 119 120
 120 131
 121 131
 122 132
 123 133
 124 134
 125 134
 126 135
 127 135
 128 136
 129 137
 130 137
 131 138
 132 138
 133 139
 134 139
 135 140
 136 140
 137 141
 138 141
 139 142
 140 142
 141 143
 142 143
 143 144
 144 144
 145 145
 146 145
 147 146
 148 146
 149 147
 150 147

025 025
 026 025
 027 024
 028 025
 029 025
 030 025
 031 025
 032 025
 033 025
 034 025
 035 025
 036 025
 037 025
 038 025
 039 025
 040 025
 041 025
 042 025
 043 025
 044 025
 045 025
 046 025
 047 025
 048 025
 049 025
 050 025
 051 025
 052 025
 053 025
 054 025
 055 025
 056 025
 057 025
 058 025
 059 025
 060 025
 061 025
 062 025
 063 025
 064 025
 065 025
 066 025
 067 025
 068 025
 069 025
 070 025
 071 025
 072 025
 073 025
 074 025
 075 025
 076 025
 077 025
 078 025
 079 025
 080 025
 081 025
 082 025
 083 025
 084 025
 085 025
 086 025
 087 025
 088 025
 089 025
 090 025
 091 025
 092 025
 093 025
 094 025
 095 025
 096 025
 097 025
 098 025
 099 025
 100 025
 101 025
 102 025
 103 025
 104 025
 105 025
 106 025
 107 025
 108 025
 109 025
 110 025
 111 025
 112 025
 113 025
 114 025
 115 025
 116 025
 117 025
 118 025
 119 025
 120 025
 121 025
 122 025
 123 025
 124 025
 125 025
 126 025
 127 025
 128 025
 129 025
 130 025
 131 025
 132 025
 133 025
 134 025
 135 025
 136 025
 137 025
 138 025
 139 025
 140 025
 141 025
 142 025
 143 025
 144 025
 145 025
 146 025
 147 025
 148 025
 149 025
 150 025

000 000
 001 001
 002 002
 003 003
 004 004
 005 005
 006 006
 007 007
 008 008
 009 009
 010 010
 011 011
 012 012
 013 013
 014 014
 015 015
 016 016
 017 017
 018 018
 019 019
 020 020
 021 021
 022 022
 023 023
 024 024
 025 025
 026 026
 027 027
 028 028
 029 029
 030 030
 031 031
 032 032
 033 033
 034 034
 035 035
 036 036
 037 037
 038 038
 039 039
 040 040
 041 041
 042 042
 043 043
 044 044
 045 045
 046 046
 047 047
 048 048
 049 049
 050 050
 051 051
 052 052
 053 053
 054 054
 055 055
 056 056
 057 057
 058 058
 059 059
 060 060
 061 061
 062 062
 063 063
 064 064
 065 065
 066 066
 067 067
 068 068
 069 069
 070 070
 071 071
 072 072
 073 073
 074 074
 075 075
 076 076
 077 077
 078 078
 079 079
 080 080
 081 081
 082 082
 083 083
 084 084
 085 085
 086 086
 087 087
 088 088
 089 089
 090 090
 091 091
 092 092
 093 093
 094 094
 095 095
 096 096
 097 097
 098 098
 099 099
 100 100

Ejemplo B.2. Calcular el exponente "n".
 Utilizando el programa "EATON", con los siguientes datos:

datos:
 FPG = 0.559 psi/ft
 S/D = 0.895 psi/ft
 (P/D)_n = 0.465 psi/ft
 R_o = 0.85 Ω-m
 R_n = 1.0416 Ω-m
 ? = ?
 ? = FPG

0.559	P/D	S/D ?	RUN
0.895	S/D	CPN ?	RUN
0.465	GPN		RUN
0.85	RSHD	RSHD ?	RUN
1.0416	RSHN	RSHN ?	RUN
		DESEA EXP ?	RUN
	EXP ?	SI	RUN
		P/D ?	RUN
		.559	RUN
		EXP=1.211	

PROGRAM DESCRIPTION

Este programa calcula el gradiente de presión de fractura uti-
 lizando los métodos de Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton.
 Ofrece la ventaja de la utilización conjunta o independiente-
 de los métodos de acuerdo a la información disponible.

USER INSTRUCTIONS

STEP	PROCEDURE	ENTER	PRESS	DISPLAY
1	Introducir el PFG.	P/D	A	P/D
2	Introducir el grad. de sobrecarga.	S/D	B	S/D
3	Cálculo del PFG mínimo por Hubbert-Willis.		A'	HWMN
4	Cálculo del PFG máximo por Hubbert-Willis.		B'	HWMX
5	Si los datos son insuficientes para utilizar Matthews-Kelly, seguir con el paso 8.			
6	Introducir K _f .	K _f	C	K _f
7	Cálculo del PFG por Matthews-Kelly.		C'	MK
8	Si los datos son insuficientes para utilizar Eaton, regresar al paso 1.			
9	Introducir		D	
10	Cálculo del PFG por Eaton		D'	BAT

A P E N D I C E C

LABELS (p. 1)		DATA REGISTER (p. 2)		REGISTER KEYS	
01	000000	01	000000	01	000000
02	000000	02	000000	02	000000
03	000000	03	000000	03	000000
04	000000	04	000000	04	000000
05	000000	05	000000	05	000000
06	000000	06	000000	06	000000
07	000000	07	000000	07	000000
08	000000	08	000000	08	000000
09	000000	09	000000	09	000000
10	000000	10	000000	10	000000

PROGRAM DESCRIPTION

Este programa calcula el gradiente de presión de fractura utilizando los métodos de Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton. Ofrece la ventaja de la utilización conjunta o independiente de los métodos de acuerdo a la información disponible.

USER INSTRUCTIONS

STEP	PROCEDURE	ENTER	PRESS	DISPLAY
1	Introducir el PFG.	P/D	A	P/D
2	Introducir el grad. de sobrecarga.	S/D	B	S/D
3	Cálculo del FPG mínimo por Hubbert-Willis.		A'	HWMN
4	Cálculo del FPG máximo por Hubbert-Willis.		B'	HWMX
5	Si los datos son insuficientes para utilizar Matthews-Kelly, seguir con el paso 8.			
6	Introducir K_i .	K_i	C	K_i
7	Cálculo del FPG por Matthews-Kelly.		C'	MK
8	Si los datos son insuficientes para utilizar Eaton, regresar al paso 9.			
9	Introducir	U	D	U
10	Cálculo del FPG por Eaton		D'	EAT

USER DEFINED KEYS

DATA REGISTERS ([])

LABELS (Op 08)

A utilizada
B utilizada
C utilizada
D utilizada
E
A' utilizada
B' utilizada
C utilizada
D utilizada
E'

10	336316	0
11	366316	1
12	2624	2
13	3141	3
14	23433031	4
15	23433044	5
16	3026	6
17	171337	7
8		8
9		9

[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]

FLAGS	0	1	2	3	4	5	6	7	8
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---

000
 001
 002
 003
 004
 005
 006
 007
 008
 009
 010
 011
 012
 013
 014
 015
 016
 017
 018
 019
 020
 021
 022
 023
 024
 025
 026
 027
 028
 029
 030
 031
 032
 033
 034
 035
 036
 037
 038
 039
 040
 041
 042
 043
 044
 045
 046
 047
 048
 049
 050
 051

052
 053
 054
 055
 056
 057
 058
 059
 060
 061
 062
 063
 064
 065
 066
 067
 068
 069
 070
 071
 072
 073
 074
 075
 076
 077
 078
 079
 080
 081
 082
 083
 084
 085
 086
 087
 088
 089
 090
 091
 092
 093
 094
 095
 096
 097
 098
 099
 100
 101
 102
 103
 104

LBL
 R
 ADV
 RCL
 14
 04
 RCL
 00
 85
 01
 55
 03
 65
 53
 RCL
 01
 75
 RCL
 00
 54
 STO
 04
 DP
 06
 RTN
 LBL
 B
 ADV
 RCL
 15
 DP
 04
 RCL
 00
 93
 05
 65
 RCL
 04
 95
 DP
 06
 RTN
 LBL
 C
 ADV
 RCL
 16
 DP
 04

105
 106
 107
 108
 109
 110
 111
 112
 113
 114
 115
 116
 117
 118
 119
 120
 121
 122
 123
 124
 125
 126
 127
 128
 129
 130
 131
 132
 133
 134
 135
 136
 137
 138
 139
 140
 141
 142
 143
 144
 145
 146
 147
 148
 149
 150
 151
 152
 153
 154
 155
 156
 157

43
 00
 85
 43
 02
 65
 53
 43
 01
 75
 43
 00
 54
 95
 69
 06
 92
 76
 19
 98
 43
 17
 69
 04
 43
 00
 85
 53
 43
 03
 55
 53
 01
 75
 43
 03
 54
 54
 65
 53
 43
 01
 75
 43
 00
 54
 95
 69
 06
 92
 00
 00

RCL
 00
 +
 RCL
 02
 X
 (
 RCL
 01
 -
 RCL
 00
)
 =
 DP
 06
 RTN
 LBL
 D
 ADV
 RCL
 17
 DP
 04
 RCL
 00
 +
 (
 RCL
 03
 +
 (
 1
 -
 RCL
 03
)
)
 X
 (
 RCL
 01
 -
 RCL
 00
)
 =
 DP
 06
 RTN
 0
 0
 0

105	RCL	43
106	00	00
107	82	+
108	RCL	43
109	02	02
110	52	X
111	52	(
112	RCL	43
113	01	01
114	52	-
115	RCL	43
116	00	00
117	52)
118	52	=
119	09	09
120	08	08
121	82	RTH
122	78	LBL
123	78	D.
124	82	RIV
125	43	RCL
126	17	17
127	09	09
128	04	04
129	RCL	43
130	00	00
131	82	+
132	82	(
133	RCL	43
134	03	03
135	82	-
136	82	0
137	01	01
138	82	+
139	82	(
140	03	03
141	82	-
142	82	0
143	01	01
144	82	+
145	82	(
146	03	03
147	82	-
148	82	0
149	01	01
150	82	+
151	82	(
152	03	03
153	82	-
154	82	0
155	01	01
156	82	+
157	82	(
158	03	03
159	82	-
160	82	0
161	01	01
162	82	+
163	82	(
164	03	03
165	82	-
166	82	0
167	01	01
168	82	+
169	82	(
170	03	03
171	82	-
172	82	0
173	01	01
174	82	+
175	82	(
176	03	03
177	82	-
178	82	0
179	01	01
180	82	+
181	82	(
182	03	03
183	82	-
184	82	0
185	01	01
186	82	+
187	82	(
188	03	03
189	82	-
190	82	0
191	01	01
192	82	+
193	82	(
194	03	03
195	82	-
196	82	0
197	01	01
198	82	+
199	82	(
200	03	03
201	82	-
202	82	0
203	01	01
204	82	+
205	82	(
206	03	03
207	82	-
208	82	0
209	01	01
210	82	+
211	82	(
212	03	03
213	82	-
214	82	0
215	01	01
216	82	+
217	82	(
218	03	03
219	82	-
220	82	0
221	01	01
222	82	+
223	82	(
224	03	03
225	82	-
226	82	0
227	01	01
228	82	+
229	82	(
230	03	03
231	82	-
232	82	0
233	01	01
234	82	+
235	82	(
236	03	03
237	82	-
238	82	0
239	01	01
240	82	+
241	82	(
242	03	03
243	82	-
244	82	0
245	01	01
246	82	+
247	82	(
248	03	03
249	82	-
250	82	0
251	01	01
252	82	+
253	82	(
254	03	03
255	82	-
256	82	0
257	01	01
258	82	+
259	82	(
260	03	03
261	82	-
262	82	0
263	01	01
264	82	+
265	82	(
266	03	03
267	82	-
268	82	0
269	01	01
270	82	+
271	82	(
272	03	03
273	82	-
274	82	0
275	01	01
276	82	+
277	82	(
278	03	03
279	82	-
280	82	0
281	01	01
282	82	+
283	82	(
284	03	03
285	82	-
286	82	0
287	01	01
288	82	+
289	82	(
290	03	03
291	82	-
292	82	0
293	01	01
294	82	+
295	82	(
296	03	03
297	82	-
298	82	0
299	01	01
300	82	+
301	82	(
302	03	03
303	82	-
304	82	0
305	01	01
306	82	+
307	82	(
308	03	03
309	82	-
310	82	0
311	01	01
312	82	+
313	82	(
314	03	03
315	82	-
316	82	0
317	01	01
318	82	+
319	82	(
320	03	03
321	82	-
322	82	0
323	01	01
324	82	+
325	82	(
326	03	03
327	82	-
328	82	0
329	01	01
330	82	+
331	82	(
332	03	03
333	82	-
334	82	0
335	01	01
336	82	+
337	82	(
338	03	03
339	82	-
340	82	0
341	01	01
342	82	+
343	82	(
344	03	03
345	82	-
346	82	0
347	01	01
348	82	+
349	82	(
350	03	03
351	82	-
352	82	0
353	01	01
354	82	+
355	82	(
356	03	03
357	82	-
358	82	0
359	01	01
360	82	+
361	82	(
362	03	03
363	82	-
364	82	0
365	01	01
366	82	+
367	82	(
368	03	03
369	82	-
370	82	0
371	01	01
372	82	+
373	82	(
374	03	03
375	82	-
376	82	0
377	01	01
378	82	+
379	82	(
380	03	03
381	82	-
382	82	0
383	01	01
384	82	+
385	82	(
386	03	03
387	82	-
388	82	0
389	01	01
390	82	+
391	82	(
392	03	03
393	82	-
394	82	0
395	01	01
396	82	+
397	82	(
398	03	03
399	82	-
400	82	0

023	LBL	76
024	R.	16
025	ADV	82
026	ADV	82
027	ADV	82
028	ADV	82
029	ADV	82
030	ADV	82
031	ADV	82
032	ADV	82
033	ADV	82
034	ADV	82
035	ADV	82
036	ADV	82
037	ADV	82
038	ADV	82
039	ADV	82
040	ADV	82
041	ADV	82
042	ADV	82
043	ADV	82
044	ADV	82
045	ADV	82
046	ADV	82
047	ADV	82
048	ADV	82
049	ADV	82
050	ADV	82
051	ADV	82
052	ADV	82
053	ADV	82
054	ADV	82
055	ADV	82
056	ADV	82
057	ADV	82
058	ADV	82
059	ADV	82
060	ADV	82
061	ADV	82
062	ADV	82
063	ADV	82
064	ADV	82
065	ADV	82
066	ADV	82
067	ADV	82
068	ADV	82
069	ADV	82
070	ADV	82
071	ADV	82
072	ADV	82
073	ADV	82
074	ADV	82
075	ADV	82
076	ADV	82
077	ADV	82
078	ADV	82
079	ADV	82
080	ADV	82
081	ADV	82
082	ADV	82
083	ADV	82
084	ADV	82
085	ADV	82
086	ADV	82
087	ADV	82
088	ADV	82
089	ADV	82
090	ADV	82
091	ADV	82
092	ADV	82
093	ADV	82
094	ADV	82
095	ADV	82
096	ADV	82
097	ADV	82
098	ADV	82
099	ADV	82
100	ADV	82
101	ADV	82
102	ADV	82
103	ADV	82
104	ADV	82
105	ADV	82
106	ADV	82
107	ADV	82
108	ADV	82
109	ADV	82
110	ADV	82
111	ADV	82
112	ADV	82
113	ADV	82
114	ADV	82
115	ADV	82
116	ADV	82
117	ADV	82
118	ADV	82
119	ADV	82
120	ADV	82
121	ADV	82
122	ADV	82
123	ADV	82
124	ADV	82
125	ADV	82
126	ADV	82
127	ADV	82
128	ADV	82
129	ADV	82
130	ADV	82
131	ADV	82
132	ADV	82
133	ADV	82
134	ADV	82
135	ADV	82
136	ADV	82
137	ADV	82
138	ADV	82
139	ADV	82
140	ADV	82
141	ADV	82
142	ADV	82
143	ADV	82
144	ADV	82
145	ADV	82
146	ADV	82
147	ADV	82
148	ADV	82
149	ADV	82
150	ADV	82
151	ADV	82
152	ADV	82
153	ADV	82
154	ADV	82
155	ADV	82
156	ADV	82
157	ADV	82
158	ADV	82
159	ADV	82
160	ADV	82
161	ADV	82
162	ADV	82
163	ADV	82
164	ADV	82
165	ADV	82
166	ADV	82
167	ADV	82
168	ADV	82
169	ADV	82
170	ADV	82
171	ADV	82
172	ADV	82
173	ADV	82
174	ADV	82
175	ADV	82
176	ADV	82
177	ADV	82
178	ADV	82
179	ADV	82
180	ADV	82
181	ADV	82
182	ADV	82
183	ADV	82
184	ADV	82
185	ADV	82
186	ADV	82
187	ADV	82
188	ADV	82
189	ADV	82
190	ADV	82
191	ADV	82
192	ADV	82
193	ADV	82
194	ADV	82
195	ADV	82
196	ADV	82
197	ADV	82
198	ADV	82
199	ADV	82
200	ADV</	

Ejemplo C.1. Estimar los gradientes de presión de fractura a partir de los siguientes datos, con los métodos de Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton.

A R U T A L O N E M O N

P/D = 0.7712 psi/ft

S/D = 0.9869 psi/ft

K₁ = 0.6699

σ = 0.4700

A = AREA

Area = Área de la sección transversal de la zona de flujo de calor

HWMN = ?

Coeficiente de permeabilidad de la roca

MK = ?

Conductividad de la lutita sobre la tendencia

EAT = ?

normal de compactación

Conductividad de la lutita leída sobre la desviación

de los datos de registro

RUN

CALCULO DE LOS GRADIENTES DE FRACTURA

0.7712089 P/D
 0.98686858 S/D
 0.66991173 KI
 0.470085 NU

P/D ?

.7712089

RUN

S/D ?

.98686858

RUN

0.84309546 HWMN

HWMN=0.8431

Area de la fractura

HWMN=0.8790

0.87903874 HWMX

SE CONOCE KI ?

SI

RUN

.9156818493 MK

KI ?
 .66991173

RUN

MK=0.9157

.9625195454 EAT

SE CONOCE NU ?

SI

RUN

Conductividad de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación

NU ?

.470085

RUN

EAT=0.9625

Estimular los gradientes de presión de fractura a
 Ejemplo C.I. Estimar los gradientes de presión de fractura a
 partir de los siguientes datos, con los métodos
 de Hubbert-Willis, Matthews-Kelly y Eaton.

N O M E N C L A T U R A

$R/D = 0.7712$ $\text{par} \setminus \text{ft}$

$S/D = 0.9868$ $\text{par} \setminus \text{ft}$

$K^2 = 0.6688$

$\sigma = 0.4700$

A = Area.

A_{st} = Area de la sección transversal al flujo de calor.

a = Coeficiente de perforabilidad de la roca.

C_n = Conductividad de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación.

C_o = Conductividad de la lutita leída sobre la desviación de los datos de registro.

C_{sh} = Conductividad de lutita.

c = Constante.

D = Profundidad.

D_b = Diámetro de la barrena.

D_e = Profundidad equivalente.

D_i = Profundidad equivalente a la cual el esfuerzo vertical neto, soportado por la roca, es normal.

$d =$ Exponente "d".
 $K_1 =$ Coeficiente de esfuerzo de la matriz, adimensional.

$d_c =$ Exponente "d".
 $K_{m3} =$ Coeficiente de conductividad térmica de la matriz.

$d_{ca} =$ Exponente d corregido, leído sobre la tendencia normal de las curvas de conductividad térmica de las lutitas.
 $K_{m3} =$ Coeficiente promedio de conductividad térmica de las lutitas.

$d_{cc} =$ Exponente d corregido, leído sobre la desviación de los datos calculados.
 $K_1 =$ Coeficiente de conductividad térmica de las lutitas.

$dt/dt =$ Gradiente de temperatura.
 $K_T =$ Coeficiente de conductividad térmica.

$dv/dy =$ Gradiente de velocidad.
 $K_w =$ Coeficiente promedio de conductividad térmica del agua de formación.

$F =$ Factor de formación.

$F_p =$ Fuerza ejercida por un pistón. $l =$ longitud.

$F_{sh} =$ Factor de formación de lutita. $n =$ logaritmo Neperiano o Natural.

$F_{sho} =$ Factor de formación de lutita a un esfuerzo vertical de un valor nulo. $n =$ logaritmo Neperiano o Natural.

$FP =$ Presión de fractura de la formación.

$FPG =$ Gradiente de presión de fractura de la formación. $n =$ logaritmo Neperiano o Natural.

$g =$ Aceleración de la gravedad. $n =$ Constante, aproximadamente igual a la gravedad.

$h =$ Altura de la columna de gas. $n =$ Exponente de compactación.

$K =$ Constante que depende de la densidad de los sedimentos con sus fluidos, de la densidad del agua, de la aceleración de la gravedad y de un factor exponencial.

K_1 = Coeficiente de esfuerzo de la matriz, ^{Exponente "d" = 9} dimensional.

K_{ms} = Coeficiente de conductividad térmica de la matriz. ^{Exponente "d" = 9}

K_{sh} = Coeficiente promedio de conductividad térmica de las lutitas. ^{Exponente "d" = 9}

K_t = Coeficiente de conductividad térmica resultante o total. ^{Exponente "d" = 9}

K_T = Coeficiente de conductividad térmica. ^{Gradiente de temperatura = $\Delta T/\Delta z$}

K_v = Coeficiente promedio de conductividad térmica del agua de formación. ^{Gradiente de velocidad = $\Delta v/\Delta z$}

L = Longitud.

L_n = Logaritmo Neperiano o Natural.

MBMR = Metros bajo mesa rotaria.

MW_s = Gradiente de presión normal para la zona, en peso de lodo equivalente.

MW_p = Peso de lodo utilizado en la perforación a la profundidad de interés.

m = Constante, aproximadamente igual a la porosidad.

m_c = Exponente de cementación.

N = Velocidad de rotación de la barrena (r.p.m.)

PPG = Libras por galón.

p = Presión.

P_c = Presión correspondiente al punto de cedencia.

P_{ex} = Sobrepresión.

P_f = Presión de formación.

P_{fg} = Presión correspondiente al punto de fuga.

P_H = Presión hidrostática.

P_{hc} = Presión en la cima de una columna de aceite o gas.

P_m = Presión ejercida por el lodo de perforación.

p/D = Gradiente de presión de formación.

$(p/D)_n$ = Gradiente de presión normal para la zona en estudio.

p_g/D = Gradiente de presión de una columna de gas.

P_w/D = Gradiente de presión de una columna de agua.

Q_z = Flujo de calor en dirección vertical.

R = Ritmo de penetración.

R_{mf} = Resistividad del filtrado del lodo.

R_n = Resistividad de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación.

- R_o = Resistividad de la lutita sobre la desviación normal de compactación.
- R_{sh} = Resistividad de lutita.
- R_v = Resistividad de lutita.
- R_{vca} = Resistividad de lutita considerada.
- S = Presión de sobrecarga.
- SSP = Potencial espontáneo.
- D/S = Gradiente de presión de sobrecarga.
- T = Temperatura.
- T_f = Temperatura de fondo.
- T_A = Temperatura ambiente.
- W = Peso aplicado sobre la barrena.
- α = Exponente de la ecuación de Eaton.
- Δt = Tiempo de tránsito.
- Δt_f = Tiempo de tránsito de fluido saturante.
- Δt_m = Tiempo de tránsito de la matriz rocosa.
- Δt_n = Tiempo de tránsito de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación.

Δt_{sh} = Tiempo de tránsito de la lutita leído sobre la desviación de los datos del registro.

Δt_{sh} = Tiempo de tránsito de lutita.

λ_f = Gradiente de presión ejercido por una columna de fluido.

λ_g = Gradiente de presión ejercido por una columna de gas.

λ_{hc} = Gradiente de presión en la cima de una columna de aceite o gas.

λ_T = Gradiente de temperatura.

λ_w = Gradiente de presión ejercido por una columna de agua.

μ = Viscosidad.

μ_p = Viscosidad plástica.

ρ = Densidad.

ρ_f = Densidad del fluido dentro de los poros.

ρ_R = Densidad de la matriz rocosa.

ρ_{sh} = Densidad de lutita.

σ = Esfuerzo vertical soportado por la roca.

σ_H = Esfuerzo horizontal soportado por la roca.

σ/D = Gradiente de presión neto vertical soportado por la roca.

$(\sigma/D)_n$ = Gradiente de presión vertical normal soportado por la roca.

$(\sigma/D)_{an}$ = Gradiente de presión vertical anormal soportado por la roca.

τ = Esfuerzo cortante.

τ_0 = Esfuerzo cortante correspondiente al punto de cedencia ficticio en el lodo de perforación.

ν = Relación de Poisson.

ϕ = Porosidad.

ϕ_i = Porosidad de roca a un esfuerzo vertical de valor nulo.

ϕ_{sh} = Porosidad de lutita.

ϕ_{sho} = Teóricamente es la ϕ_{sh} a un esfuerzo vertical de valor nulo.

Eaton, B.A. "Fracture Gradient Prediction and its Application in Oil Field Operations". Journal of Petroleum Technology, 1969, October, 1969-1970.

C A P I T U L O I X

Hubbert, M.K. and Willis, D.G. "Mechanics of Hydraulic Fracturing". Trans. AIME, 210, 153-168, 1957.

B I B L I O G R A F I A

"Abnormal Subsurface Pressure. A Study Group Report". Houston, Texas, 1969-1971.

Gómez, R.O. "Registros de Pozos". Parte I. Teoría e Inter-

Foster, J.B. and Whalen, H.H. "Estimation of Formation Pressure from Electrical Surveys, Offshore Louisiana". Journal of Petroleum Technology, 1966, February, 1966.

Cortés, R.L.A. "Estimación de Presión de Formación y de Fractura en las Formaciones de Petróleo".

Hottel, C.H. and Johnson, E.L. "Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties". Journal of Petroleum Technology, 717-723, June, 1965.

Kreith, F. "Principles of Heat Transfer". International Textbook Company, Scranton Pennsylvania, E.U.A., 1968.

Lewis, C.R. and Rose, S.C. "A Theory Relating High Temperatures and Overpressures". Journal of Petroleum Technology, 11-16, January, 1970.

García R.J., Ballinas N.J. y Manríquez G.R. "Estudio de Zonas con Presiones Anormales en el Area Reforma, Chis". División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de la Explotación, IMP, 1978.

Ferrán, A.L. "Evaluation of Abnormally High and Low Pressured Morrow Sands in Northwestern Oklahoma Using Well Logs and Water Sample Data. M.S.Thesis, Univ. of Tulsa, Tulsa, Okla., 1973.

Eaton, B.A. "Fracture Gradient Prediction and its Application in Oil Field Operations". Journal of Petroleum Technology, - 1353-1360, October, 1969.

XI CAPITULO

Hubbert, M.K. and Willis, D.G. "Mechanics of Hydraulic Fracturing". Trans. AIME, 210, 153-168, 1957.

"Abnormal Subsurface Pressure. A Study Group Report". Houston, Texas, 1969-1971.

Gómez, R.O. "Registros de Pozos". Parte 1. Teoría e Interpretación, 1973.

Cortés, P.L.A., Ojeda, W.J. y Vega, I.A. "Predicción de Gradientes de Presión de Formación y de Fractura en las Formaciones Oligoceno, Eoceno y Paleoceno del Campo Cuahuacán, Zona Sur. División de Perforación, Subdirección de Tecnología de la Explotación, IMP, Diciembre, 1975.

Jordan, J.R. and Shirley, D.J. "Application of Drilling Performance Data to Overpressure Detection". Journal of Petroleum Technology, 1387-1394, November, 1966.

Rehm, B. and McClendon, R. "Measurement of Formation Pressure from Drilling Data". SPE 3601, 46th AIME Fall Meeting, -- New Orleans, Oct. 3-6, 1971.

Rogers, L. "Shale-density Log Helps Detect Overpressure". Oil and Gas Journal, 126-130, September 12, 1966.

Snyder, R.E. and Suman, G.O. "High Pressure Well Completions". World Oil, 35-44, August, 1978.

Phillipone, W.R. "On the Prediction of Abnormally Pressured Sedimentary Rocks From Seismic Data".

Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo, 1979.

Matthews, W.R. and Kelly, J. "How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient". Oil and Gas Journal, 92-106, February 20, 1967.

Fertl, W.H. and Timko, D.J. "Occurrence and Significance of Abnormal Pressure Formations". Oil and Gas Journal, 62-71, 1970.

Borel W.J. and Ronald L.L. "Ways to Detect Abnormal Formation Pressures". Petroleum Engineer, July, 1969.

Walter H. Fertl. "Abnormal Formation Pressures". Elsevier - Scientific Publishing Company. New York, 1976.

Eaton, B.A. "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs". SPE 5544, 50th AIME Fall Meeting, Dallas, Texas, Sept. 28-Oct. 1, 1975.

Eaton, B.A. "The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Wells Logs". Journal of Petroleum Technology, 929-934, August, 1972.

Hubbert, M.K. and Rubey, W.W. "Role of Fluid Pressure in Mechanics of Overthrust Faulting", Geol. Soc. of Amer. Bull, 70, 115-206 February, 1959.

Whalen H.E. "Understanding and Using Frac Pressures in Well Planning". Petroleum Engineer International, September, 1968.

Fertl, W.H. and Timko, D.J. "How Downhole Temperatures, Pressures Affect Drilling". World Oil 45-49, July, 1972.

